



Universidad  
Carlos III de Madrid

Departamento de Ingeniería Eléctrica

# **DISEÑO Y ANALISIS DE UNA INSTALACION FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE 4 MW**

---

PROYECTO FINAL DE CARRERA

**AUTOR:** Antonio Ampuero Fernández

**TUTOR:** Ángel Ramos Gómez

Leganés, Marzo 2012

Nunca lo hubiera logrado sin  
la paciencia de mi Madre,  
la comprensión de Pilar,  
la preocupación de mis amigos,  
las preguntas de unos,  
el silencio de los otros,  
y el cariño de todos.

## “DISEÑO Y ANÁLISIS DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE 4 MW”

1. OBJETIVOS .....	pág. 1
1.1. Contexto .....	pág. 1
1.2. Objetivos del PFC .....	pág. 2
1.3. Estructura de PFC .....	pág. 3
2. INTRODUCCIÓN .....	pág. 4
2.1. Energía Solar.....	pág. 4
2.1.1. El sol como fuente de energía.....	pág. 7
2.1.2. Radiación solar.....	pág. 8
2.1.3. Uso de la energía solar .....	pág. 9
2.1.4. Aplicación de la energía solar en España .....	pág. 11
2.2. Energía solar fotovoltaica.....	pág. 12
2.2.1. Descripción y teoría del efecto fotovoltaico.....	pág. 13
2.2.2. Instalaciones fotovoltaicas.....	pág. 15
2.2.3. Generador Fotovoltaico .....	pág. 15
2.2.3.1. Célula fotovoltaica .....	pág. 15
2.2.3.2. Módulo fotovoltaico.....	pág. 17
2.2.4. Soporte.....	pág. 19
2.2.5. Inversor.....	pág. 21
2.2.6. Elementos de medida y conexión.....	pág. 21
2.3. Instalaciones aisladas de la red .....	pág. 22
2.4. Instalaciones conectadas a la red .....	pág. 23
2.5. Mercado eléctrico español.....	pág. 24
2.5.1. Energía fotovoltaica conectada a red .....	pág. 25
2.5.2. Tarifa regulada .....	pág. 25
2.6. Marco normativo .....	pág. 27
2.6.1. Ley 54/1997 .....	pág. 27
2.6.2. RD 661/2007.....	pág. 27
2.6.3. RD1578/2008.....	pág. 28
2.6.4. RD1011/2009.....	pág. 29
2.6.5. RD1565/2010.....	pág. 29
2.6.6. RBT RD 842/2002 e ITC's.....	pág. 30
2.6.7. RCE RD 3275/1982 e ITC's.....	pág. 30
2.6.8. RAT RD 3151/68 .....	pág. 30

3. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN .....	pág. 31
3.1. Descripción .....	pág. 31
3.2. Ubicación y localización .....	pág. 33
3.2.1. Ubicación del proyecto.....	pág. 34
3.2.2. Localización de la instalación.....	pág. 34
3.2.3. Distribución de elementos .....	pág. 36
3.3. Componentes .....	pág. 38
3.3.1. Generador fotovoltaico.....	pág. 39
3.3.1.1. Módulos fotovoltaicos.....	pág. 40
3.3.1.2. Soporte .....	pág. 42
3.3.1.3. Cableados y protecciones de corriente continua. ....	pág. 45
3.3.2. Conversión de Corriente.....	pág. 48
3.3.2.1. Inversor.....	pág. 49
3.3.2.2. Cableados y protecciones de Corriente alterna BT .....	pág. 51
3.3.3. Conexión a red .....	pág. 52
3.3.3.1. Centro de Transformación.....	pág. 53
3.3.3.2. Línea de MT para conexión a Red.....	pág. 54
3.3.4. Puesta a tierra .....	pág. 56
4. ANÁLISIS DE LA INSTALACIÓN .....	pág. 58
4.1. Análisis Energético de la instalación .....	pág. 58
4.1.1. Resultados de la simulación.....	pág. 59
4.1.2. Balance energético .....	pág. 59
4.2. Análisis medioambiental .....	pág. 60
4.3. Análisis económico .....	pág. 63
4.3.1. Presupuesto y gastos de explotación .....	pág. 63
4.3.2. Condiciones de tarificación regulada .....	pág. 66
4.3.3. Estudio de rentabilidad financiera.....	pág. 67
5. CONCLUSIONES .....	pág. 77
BIBLIOGRAFÍA .....	pág. 79
ANEXO 1: Planos	
ANEXO 2: Documentación	
ANEXO 3: Cálculos adicionales	
ANEXO 4: Estudio centro de transformación	
ANEXO 5: Estudio línea de enlace	
ANEXO 6: Presupuesto	

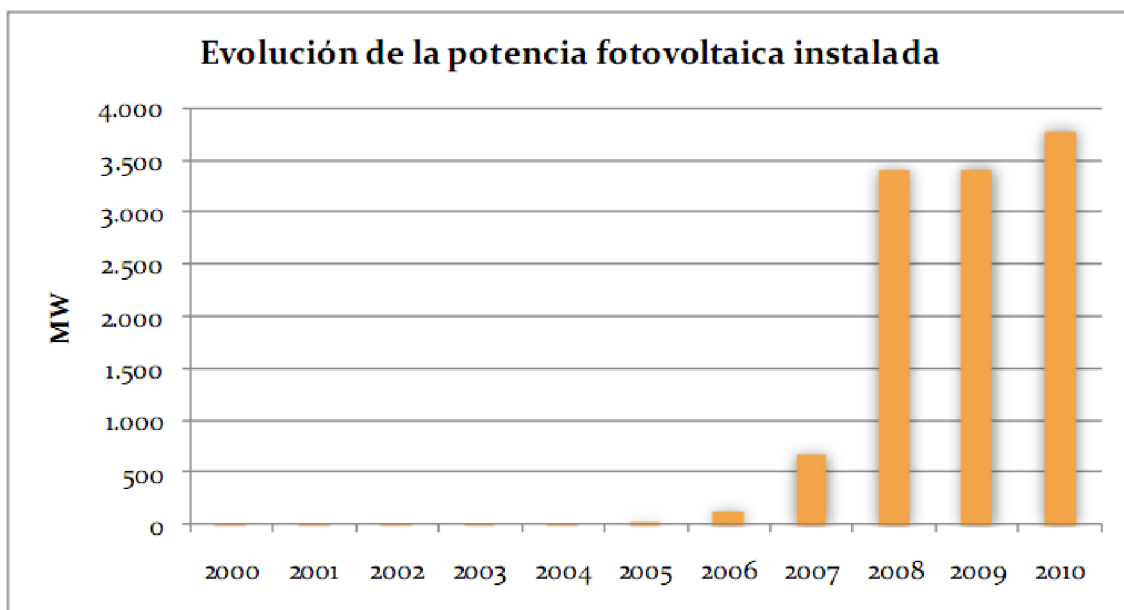


## 1. OBJETIVOS

En el presente capítulo se pretende describir los objetivos del presente proyecto dando, así mismo, una visión de las razones que han llevado a la necesidad de los mismos y el procedimiento que se va a utilizar para su consecución.

### 1.1. Contexto

En los últimos años, el sector fotovoltaico, en especial las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, ha sido el sector con mayor crecimiento dentro de los generadores de energía en España.



Gráfica 1-1 Evolución potencia fotovoltaica, CNE 2010.

Actualmente ese crecimiento está sufriendo una rápida desaceleración que se puede observar comparando el aumento de la potencia fotovoltaica instalada entre los años 2006 y 2008, que paso de 142 MW a 2961 MW (1985%), frente al reducido crecimiento posterior, entre 2008 y 2010 con un aumento de 2961 MW a 3458 MW (17%), y 2011 con 4099MW (18.5%)

La finalización de la tarificación de la energía vertida a la red por instalaciones en régimen especial conforme al RD 661/2007, el 29 de septiembre de 2008, parece ser la principal causa del descenso de implantación de nuevas centrales.

A pesar de las ventajas medioambientales y socioeconómicas de la energía fotovoltaica, al alcanzarse la potencia objetivo previsto en el plan de energía renovables 2005-2010, se ha dejado de promover un sistema de retribuciones que mantenga un fuerte desarrollo del sector. Este cambio, las normativas de retribución han llevado a los posibles inversores a trasladar sus capitales a otro tipo de inversiones.

Aunque los productores de sistemas para plantas fotovoltaicas han tomado medidas, como la reducción de precios y aumento de la eficacia de los módulos fotovoltaicos, el sector mantiene un reducido crecimiento.

La disminución de nuevas instalaciones de generación fotovoltaica tiene implicaciones en la inversión para investigación y desarrollo de nuevos materiales y sistemas. A medio plazo, esta reducción puede generar una obsolescencia de los sistemas fotovoltaicos frente a otros sistemas de generación energética, con el consiguiente riesgo de perder las principales ventajas diferenciales de la energía fotovoltaica, independencia de combustibles, mínimo impacto medioambiental y generación distribuida.

Es necesario un estudio en detalle de la situación real en la que se encuentra la rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red y una evaluación del impacto que tendría sobre ellas las diferentes medidas posibles para determinar cuál es el mejor camino a seguir para repotenciar el sector fotovoltaico en España.

## **1.2. Objetivos del PFC**

Se pretende en el presente proyecto fin de carrera analizar la viabilidad técnico-económica de una instalación fotovoltaica conectada a red.

El estudio técnico consiste en una propuesta de instalación por medio de un proyecto centrado en los principales elementos que conforman una planta de estas características y sus interacciones, para poder obtener un valor de la energía producida representativo.

El estudio económico pretende evaluar la rentabilidad financiera de la instalación por medio de los principales ratios de rentabilidad.

Al final de ambos se espera poder dar una justificación a la disminución en las nuevas implantaciones de instalaciones de generación fotovoltaica conectadas a la red y los efectos generales sobre la rentabilidad de dos posibles actuaciones para fortalecer el sector en el futuro, la variación en la tarificación especial y la reducción del precio de los componentes fotovoltaicos.

### 1.3. Estructura de PFC

El proyecto se ha estructurado conforme a los objetivos del mismo de la siguiente forma:

En el Apartado 1: Objetivos, se define el marco en el cual se encuentra el desarrollo de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red y los objetivos del presente proyecto.

En el Apartado 2: Introducción, se realiza un breve resumen de la historia, evolución y funcionamiento de la energía solar con especial hincapié en la energía solar fotovoltaica y su presencia en España, para facilitar la comprensión de los factores técnicos, históricos, socio-económicos y normativos que caracterizan a las instalaciones conectadas a red de este tipo.

En el Apartado 3: Diseño de la planta, se desarrolla el proyecto de una planta de generación fotovoltaica conectada a red de 4MW, potencia elegida debido a las ventajas de una instalación de gran tamaño.

- Optimización de precios de componentes (economía de escala)
- Posibilidad de utilización de equipos de grandes dimensiones con elevados rendimientos.

En este diseño se definen la localización de la instalación, tecnologías utilizadas, distribución, características y funcionamiento de cada uno de los elementos tanto de generación como de conversión de corriente y conexión a red y servicios auxiliares.

En el Apartado 4: Análisis de la Instalación, se realiza un estudio energético, medioambiental y económico sobre el proyecto realizado. El estudio energético es obtenido con PVSys, para conocer su producción anual. El estudio medioambiental evalúa el impacto de la planta diseñada sobre el entorno. El estudio económico se centra en la rentabilidad financiera del proyecto, con la que evaluar la viabilidad económica de la instalación fotovoltaica conectada a red y las posibles medidas que lo modifiquen.

Al final del proyecto en el Apartado 5: Conclusiones, se presentan las conclusiones obtenidas de los apartados anteriores conforme a los objetivos previstos del proyecto.

## 2. INTRODUCCIÓN

### 2.1. Energía Solar

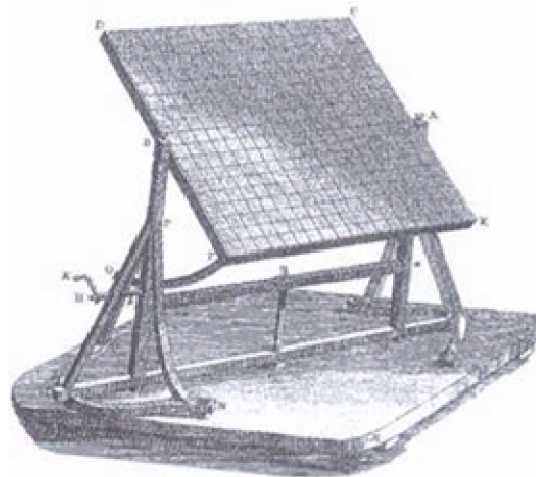
La Energía solar es la energía obtenida mediante la captación de la luz y el calor emitidos por el sol.

El ser humano ha utilizado el sol desde los orígenes de las civilizaciones de forma indirecta, a través de la agricultura, en la cual las plantas absorben la energía solar por medio de la fotosíntesis.

La primera referencia histórica del uso de la energía solar por medio de tecnología se encuentra en el siglo III a.C. en la antigua Grecia. Durante la batalla de Siracusa que enfrentó a los romanos y los griegos, algunos escritos relatan como Arquímedes utilizó unos espejos hechos de bronce batido para reflejar los rayos solares en la flota romana para incendiarla, posiblemente el primer concentrador solar.

Entre los muchos proyectos inconclusos de Leonardo da Vinci (durante el siglo XVI), se encuentra un concentrador de 6 kilómetros de diámetro a base de espejos cóncavos.

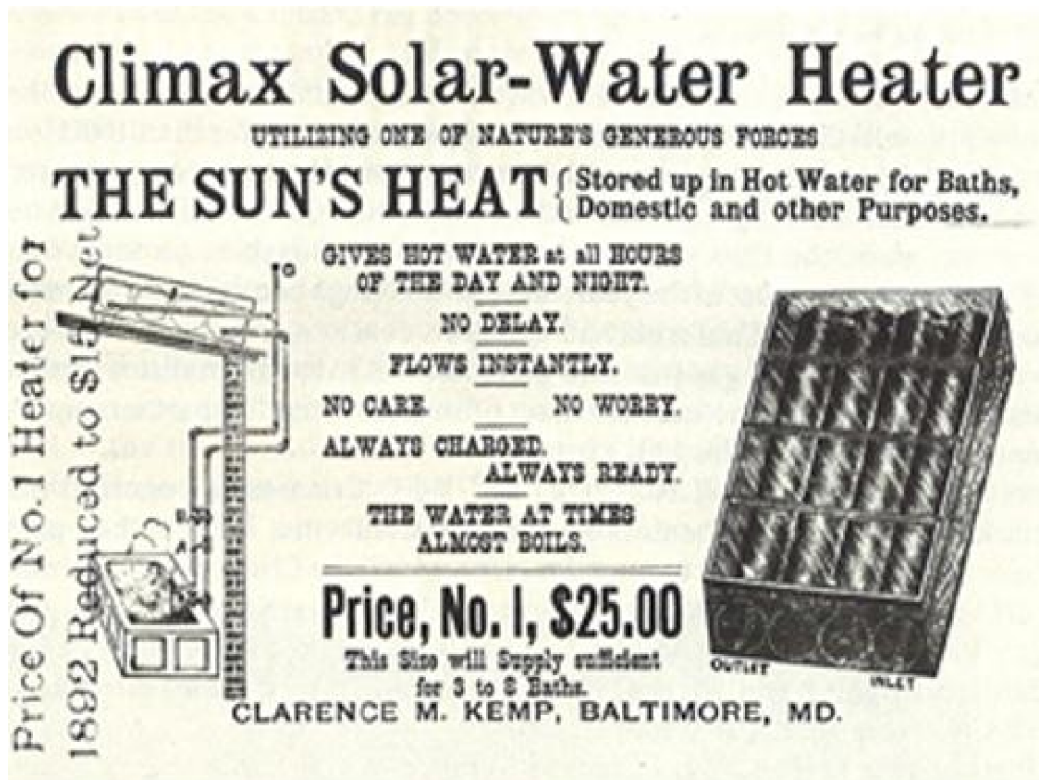
A mediados del siglo XVIII, Georges-Louis Leclerc, Conde de Buffon, experimentó con hornos solares, llegando a crear un concentrador de energía solar con 360 piezas capaz de fundir plata a 6 metros de distancia.



**Figura 1-1. Espejos-Buffon; Obras completas de Buffon.**

En el siglo XIX la conversión de la energía solar en otras formas de energía giró alrededor de la generación de vapor, para alimentar la creciente industria basada en máquinas de vapor alimentadas normalmente por carbón, aunque también adquirió cierto interés la destilación de agua para su potabilización, como una mejora del método tradicional utilizado en la salinas por evaporación del agua del mar de forma natural.

La primera patente de un sistema de calefacción solar doméstico fue en 1891, obra de Clarence Kemp. Pero fue en los inicios del siglo XX cuando más se desarrollaron las patentes para calentadores solares de agua domésticos.



**Climax Solar-Water Heater**  
UTILIZING ONE OF NATURE'S GENEROUS FORCES  
**THE SUN'S HEAT** { Stored up in Hot Water for Baths,  
Domestic and other Purposes.

**Price Of No. 1 Heater for  
1892 Reduced to \$15 Net**

GIVES HOT WATER at all HOURS  
OF THE DAY AND NIGHT.  
NO DELAY.  
FLOWS INSTANTLY.  
NO CARE. NO WORRY.  
ALWAYS CHARGED.  
ALWAYS READY.  
THE WATER AT TIMES  
ALMOST BOILS.

**Price, No. 1, \$25.00**  
This Size will Supply sufficient  
for 3 to 8 Baths.

CLARENCE M. KEMP, BALTIMORE, MD.

Figura 1-2. Anuncio sistema Climax-Solar de Clarence Kemp.

Aunque la primera célula fotovoltaica fue construida por Charles Fritts en 1883, recubriendo un semiconductor de selenio por una fina capa de oro, fue durante la década de los 50 cuando se desarrollaron los primeros dispositivos fotovoltaicos viables con las modernas células solares de Russell Ohl.

El interés por el uso de la energía solar se reaviva en el 1973, como alternativa al aumento en el coste de los combustibles fósiles. Aumento originado por la negativa de los países miembros de la OPEP de exportar petróleo a los países colaboradores de Israel durante la guerra de Yom Kippur, realizándose en esa época proyectos de grandes dimensiones para la producción de energía eléctrica mediante la radiación solar, como por ejemplo: SEGS I y II (EEUU), Themis (Francia), SPP5 (Ucrania), Sunshine (Japón) o SSPS y CESA 1 (España).





**Figura 1-3. Central SEGS, Desierto de Arizona, California.**

El aumento de la necesidad energética de la población humana en el último siglo y el uso de combustibles fósiles para la obtención de la misma, vehículos y máquinas de combustión interna, centrales eléctricas térmicas, turbina de Gas o motor alternativo, han producido un aumento sensible de la concentración en la atmósfera de gases residuales de la combustión, principalmente el dióxido de carbono, que son los principales causantes del “efecto invernadero” y posiblemente del actual cambio climático.

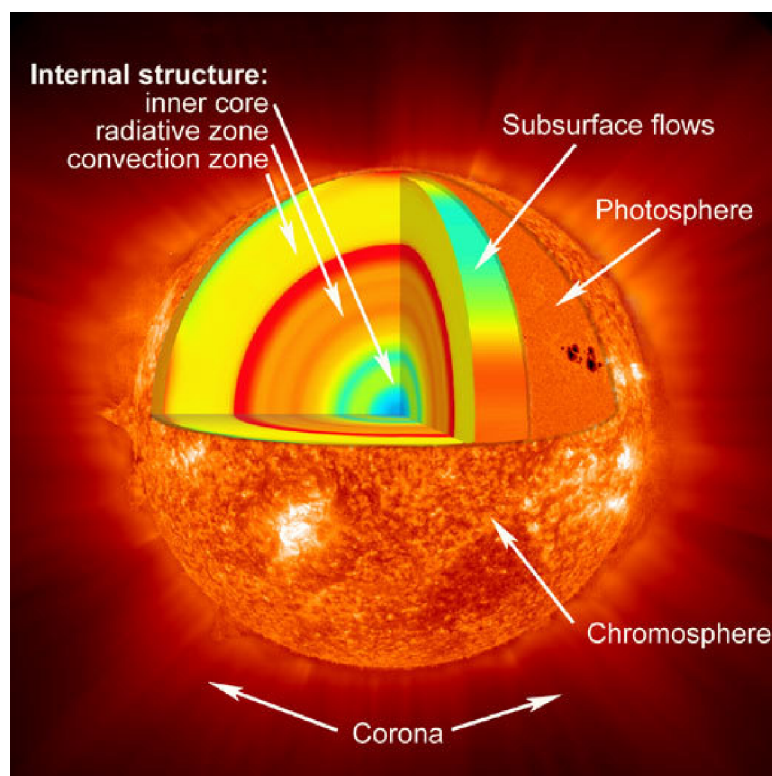
El protocolo de Kyoto en 1997, y sus restricciones al crecimiento de emisiones de dióxido de carbono para reducir el efecto invernadero, impulsaron el desarrollo de la tecnología para el aprovechamiento de la energía solar hasta alcanzar el nivel que conocemos hoy en día, con módulos tanto fotovoltaicos como solares térmicos de elevada eficiencia.

### 2.1.1. El sol como fuente de energía

El sol es la estrella más cercana a la tierra, y da nombre al sistema planetario en el que vivimos, está catalogada como una estrella enana amarilla por su tamaño y temperatura.

Sus regiones interiores son totalmente inaccesibles a la observación directa y es allí donde se generan temperaturas de unos 20 millones de grados por las reacciones nucleares de fusión de hidrogeno características de todas las estrellas.

La capa más externa, fotosfera, con una temperatura de 6000 grados Kelvin, produce casi la totalidad de la radiación observable. Por encima de ella está la cromosfera, con una anchura de unos 15.000 Km. Más exterior aún es la corona solar, una parte muy tenue y caliente que se extiende varios millones de kilómetros y que sólo es visible durante los eclipses solares totales.



**Figura 1-4. Distribución de capas solares.**

La superficie de la fotosfera aparece conformada por un gran número de gránulos brillantes producidos por las células de convección. También aparecen fenómenos cíclicos que conforman la actividad solar como manchas solares, fáculas, protuberancias solares, etc. Estos procesos que tienen lugar a diferentes profundidades, van acompañados siempre de una emisión de energía que se superpone a la principal emisión de la fotosfera y que hace que el sol se aleje ligeramente en su emisión de energía del cuerpo negro, siendo esta desviación más destacada cuando el sol está en un periodo activo. La cromosfera y corona absorben y emiten radiación, la cual se superpone a la principal fuente que es la fotosfera.

### 2.1.2. Radiación solar

Se conoce por radiación solar al conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el sol.

La emisión solar difiere de la de un cuerpo negro, principalmente, en pequeñas longitudes de onda en el rango del ultravioleta. Para mayores longitudes de onda, infrarrojo y luz visible, se corresponde con un cuerpo negro de 5779 °C que emite energía siguiendo la ley de Planck. La radiación solar se distribuye desde infrarrojo hasta ultravioleta. No toda la radiación alcanza la superficie de la tierra, pues las ondas ultravioletas, más cortas, son absorbidas por los gases de la atmósfera, principalmente por el ozono.

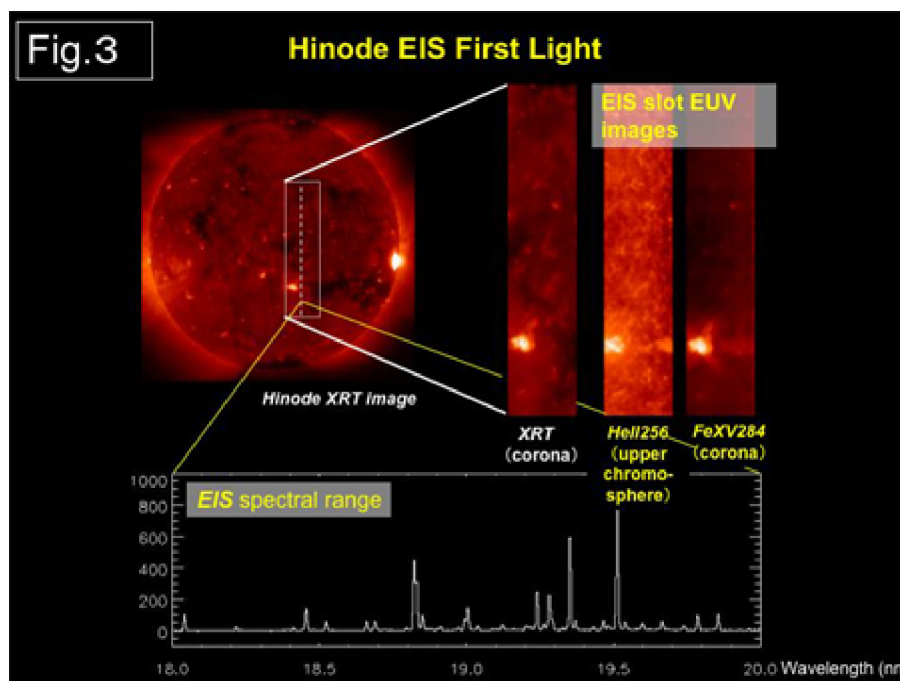


Figura 1-5. Espectro de radiación de corona y la cromosfera. Satelite Hinode

La magnitud que mide la radiación solar que llega a la tierra es la irradiancia, que mide la energía por unidad de tiempo y área que alcanza a la tierra. Su unidad es el  $\text{W/m}^2$ .

La potencia de la radiación varía según el momento del día, época del año, latitud y las condiciones atmosféricas.

Se suele considerar que el valor medio de irradiancia solar es de aproximadamente  $1000 \text{ W/m}^2$  en la superficie terrestre.

La irradiancia tiene dos componentes: directa y difusa. La radiación directa es la que llega directamente del foco solar, sin reflexiones o refracciones intermedias. La difusa es la recibida después de que la radiación solar sufra fenómenos de reflexión y refracción en la atmósfera, las nubes y el resto de elementos atmosféricos y terrestres.



La irradiación directa normal (o perpendicular a los rayos solares) fuera de la atmósfera, recibe el nombre de constante solar y tiene un valor medio de  $1354 \text{ W/m}^2$  (media del perihelio  $1395 \text{ W/m}^2$  y el afelio  $1308 \text{ W/m}^2$ ).

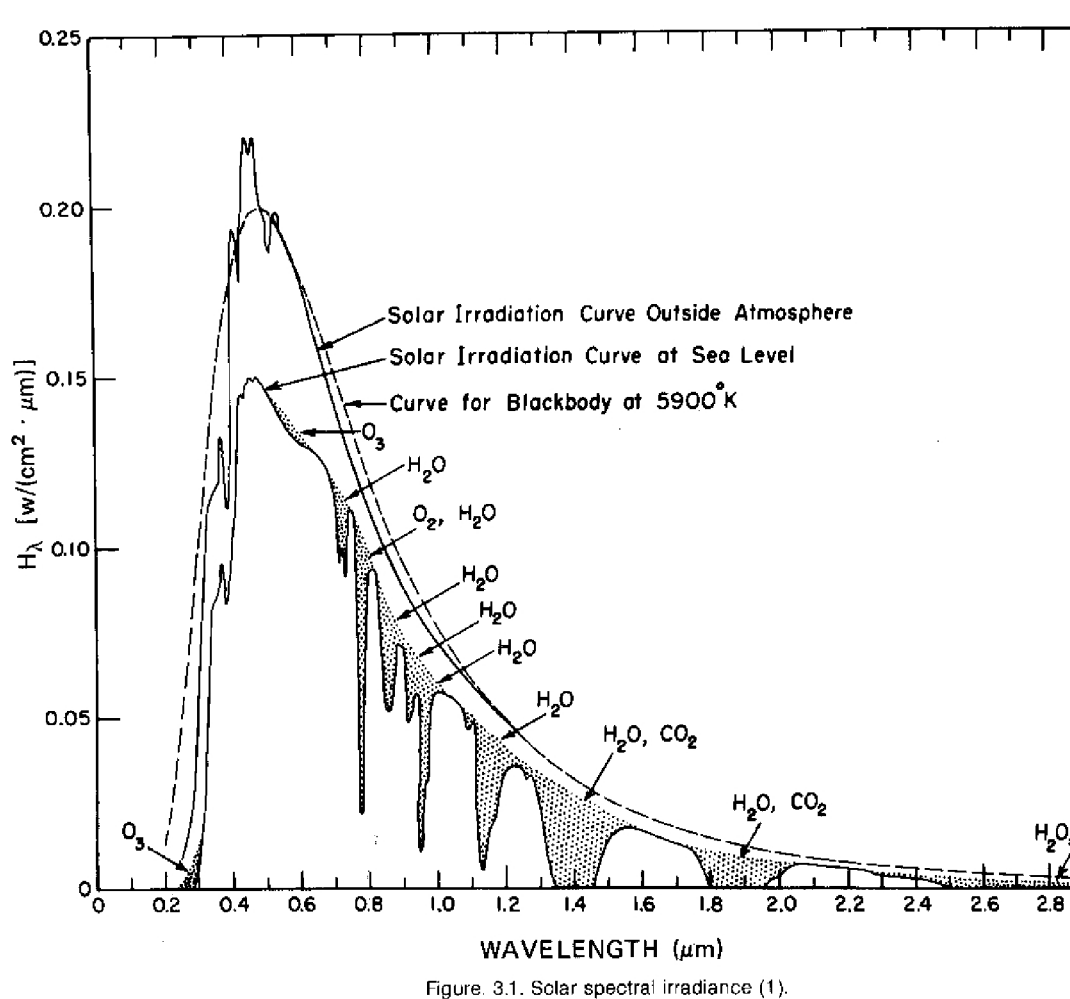


Figura1-6. Comparativa espectro de irradiación solar. [3]

La atmósfera es opaca a toda radiación infrarroja de longitud de onda superior a las 24 micras, ello no afecta a la radiación solar pero sí a la energía irradiada por la tierra que llega hasta las 40 micras y que es absorbida por la atmosfera. A este efecto se le conoce como efecto invernadero y varía en función de la composición atmosférica.

### 2.1.3. Uso de la energía solar

Además de los usos indirectos de la energía solar, como puede ser la agricultura, existen dos formas de uso directo de la energía recibida por el sol.

Energía solar térmica, que es la energía obtenida al calentar un fluido por medio de radiación solar, y la energía solar fotovoltaica, que es la energía generada por efecto

fotoeléctrico al incidir la radiación solar sobre un material, normalmente láminas superpuestas de semiconductores dopados n y p alternos.

Si bien por ambos procedimientos se puede obtener tanto electricidad como calor, la energía solar fotovoltaica produce directamente energía eléctrica, mientras que la energía solar térmica produce energía calorífica.

Las instalaciones térmicas están compuestas por dispositivos que absorben el calor del sol. El colector, transforma el calor en energía térmica mediante el "efecto invernadero". El calor se almacena manteniendo la temperatura alta en un fluido que se utilizará cuando sea necesario. Sus aplicaciones más habituales son:

- Obtención de agua caliente sanitaria
- Climatización de piscinas
- Calefacción y/o refrigeración
- Invernaderos o secaderos
- Plantas de desalinización

Las instalaciones fotovoltaicas están formadas por el generador solar, conjunto de paneles fotovoltaicos que captan energía luminosa y la transforman en corriente continua a baja tensión. Según el uso de la instalación, ésta puede tener un acumulador, que almacena la energía producida por el generador, o/y un inversor, que se encarga de transformar la corriente continua producida por el campo fotovoltaico en corriente alterna para su uso o venta. Sus aplicaciones más habituales son:

- Electrificación de viviendas aisladas
- Alimentación de infraestructuras aisladas como bombeos de agua, telecomunicación, señalización o alumbrado público.
- Electrificación de naves agrícolas o industriales
- Tratamiento de aguas: desalinización, cloración
- Suministro de energía eléctrica a la red
- Procesos industriales en corriente continua como los procesos realizados en cubas electrolíticas.

#### 2.1.4. *Aplicación de la energía solar en España*

España es un país con grandes ventajas para el aprovechamiento de la energía solar. Su alto nivel de irradiación solar junto con su temperatura ambiental, hacen de España uno de los países con mayor capacidad de uso de la energía solar.

Los primeros usos de la energía solar en España fueron para calentar agua para viviendas y uso agrícola, por medio de tuberías vistas.

La energía solar térmica para generación eléctrica disfrutó de un gran auge en la década de los 70, con la implantación de grandes superficies en Almería, llegando hasta los 1.2 MW.

En la actualidad, el uso de la energía solar térmica se encuentra en su mayor auge, debido a la implantación de medidas de eficiencia energética en las normativas de edificación (CTE-DB HE), utilizándose actualmente las superficies de tejados y cubiertas en edificios, naves y aparcamientos para implantar sistemas de agua caliente sanitaria y calefacción por medio de colectores solares.

La energía fotovoltaica en España fue tradicionalmente para el suministro de energía eléctrica en lugares donde no era rentable la instalación de líneas eléctricas.

La generación fotovoltaica para uso propio se ha extendido gracias al aumento de la durabilidad de los paneles y el aumento de su eficiencia, utilizándose actualmente para suministrar electricidad a sistemas de repetidores, telefonía, señalización vial, alumbrado público, infraestructuras aisladas, viviendas, bombeos de agua, dispositivos de control de ganado, ...etc. La grandes ventajas que presentan estas instalaciones radican en que no necesitan de una infraestructura eléctrica previa y en que actualmente requieren de un mantenimiento mínimo durante periodos de hasta 30 años.

La liberalización del mercado eléctrico en 1997 permitió acceder a los particulares con instalaciones fotovoltaicas domesticas a vender a la red la energía producida, potenciando el crecimiento de estas instalaciones.

La generación fotovoltaica conectada a red es dependiente del precio de venta de la energía. La implantación de grandes centrales de generación fotovoltaica varía en función de las tarifas reguladas vigentes en cada momento. Entre el 1997 y 2004 la tarifa regulada potenció el desarrollo de las grandes instalaciones; entre 2004 y 2008 la gran diferencia de tarificación entre instalaciones de menos de 100kW y las mayores, condujo a la creación de las huertas solares, instalaciones de generación eléctrica con grandes potencias instaladas, que se explotan en sub-instalaciones de hasta 100kW.

Actualmente, tras la finalización del periodo de vigencia del RD661/2007, el precio de venta a la red de la energía eléctrica ha disminuido hasta un punto en el que las grandes instalaciones fotovoltaicas de suministro a red han reducido su implantación debido a la baja viabilidad económica de las mismas.

## 2.2. Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es una de las energías renovables.

Las energías renovables son aquellas que se producen de forma continua y son inagotables a escala humana: solar, eólica, hidráulica, biomasa, geotérmica,... etc.

Las energías renovables presentan importantes ventajas frente a las energías no renovables o convencionales (combustibles fósiles y energía nuclear).

La energía solar fotovoltaica tiene ventajas tanto ecológicas como socioeconómicas:

- No contamina: No produce emisiones de CO<sub>2</sub> ni de otros gases contaminantes a la atmósfera.
- No consume combustibles.
- No genera residuos.
- No produce ruidos.
- Es inagotable.
- Su instalación es simple.
- Requiere poco mantenimiento.
- Tienen una vida larga (los paneles solares duran aproximadamente 30 años).
- Actualmente resiste condiciones climáticas extremas: granizo, viento, temperatura, humedad.
- Reduce la dependencia de los combustibles.
- Permite el acceso a energía eléctrica sin la necesidad de creación de una infraestructura previa. Instalación en zonas rurales no accesibles para la red eléctrica general.
- Tolera aumentar la potencia mediante la incorporación de nuevos módulos fotovoltaicos frente a la complicada repotenciación de otros sistemas de generación eléctrica.

También existen inconvenientes al uso de la energía fotovoltaica:

- Precisa de grandes superficies para la instalación del generador fotovoltaico. ~ 10 m<sup>2</sup>/kWp
- Sólo se puede producir electricidad durante las horas de sol, siendo necesarios acumuladores para almacenar la electricidad producida cuando se requiere su uso en las horas nocturnas.

- Su producción no es constante, al depender de la radiación solar y la temperatura. Existe una fuerte dependencia entre la producción eléctrica del generador fotovoltaico y los sucesos meteorológicos locales.
- El funcionamiento de los generadores se ve gravemente afectado por cualquier incidente que impida una captación solar en toda su superficie.
- Elevado coste económico de los componentes de la instalación.

El principal inconveniente del uso de la energía solar fotovoltaica es su elevado coste. El precio por kWh para una amortización en 25 años es actualmente superior al doble de la TUR, por lo que, desde el punto de vista económico, no se utiliza para sustituir el consumo de la red eléctrica en los sitios en donde éste es de fácil accesibilidad.

### *2.2.1. Descripción y teoría del efecto fotovoltaico*

El efecto fotovoltaico es la transformación parcial de la energía luminosa en energía eléctrica, por la emisión de electrones de un material al incidir sobre él una radiación electromagnética (efecto fotoeléctrico).

El efecto fotoeléctrico fue descubierto por Heinrich Hertz en 1887, al observar que el arco que salta entre dos electrodos conectados a alta tensión, alcanza distancias mayores cuando se ilumina con luz ultravioleta que cuando se deja en la oscuridad.

Un año después, Hallwachs hizo un importante descubrimiento, la luz ultravioleta al incidir sobre un cuerpo cargado negativamente causa la pérdida de su carga, mientras que no afectaba a un cuerpo con carga positiva. Diez años más tarde, J. Thomson y P. Lenard demostraron, de forma independiente, que la acción de la luz era la causa de la emisión de cargas negativas libres por la superficie del material. Aunque no hay diferencia con los demás electrones, se acostumbra denominar fotoelectrones a estas cargas negativas.

Heinrich Hertz estableció que los electrones de una superficie metálica pueden escapar de ella si adquieren la energía suficiente, suministrada por luz de longitud de onda lo suficientemente corta.

En 1905 A. Einstein pudo explicar el efecto fotoeléctrico basándose en la hipótesis de Planck. Para esto, Einstein suponía que la radiación electromagnética está formada por paquetes de energía, y que dicha energía depende de la frecuencia de la luz. A estos paquetes de energía se les denominó posteriormente fotones.

Cuando uno de estos fotones incide en la superficie de un material con cargas eléctricas libres, le comunica al electrón una energía.

$$E = (h \cdot f)$$

Donde:

E	Energía luminosa
h	Constante de Planck
f	Frecuencia de la Onda

En el caso de que sea mayor que el trabajo o energía de extracción del electrón ( $E_0$ ) característica del material, el electrón se libera del átomo.

La diferencia entre la energía del fotón y la energía de extracción ( $E - E_0$ ) se convierte en energía cinética, en el caso de no producirse choques internos.

$$E - E_0 = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2$$

Donde:

E	Energía luminosa
$E_0$	Energía luminosa
m	Masa
v	Velocidad

La corriente generada por efecto fotovoltaico es igual a la cantidad de electrones arrancados por unidad de tiempo por la carga eléctrica de cada uno de ellos. Como la cantidad de electrones liberados depende de la intensidad luminosa, para cada intensidad de luz existe un valor máximo de corriente producida por el material o corriente de saturación.[4]

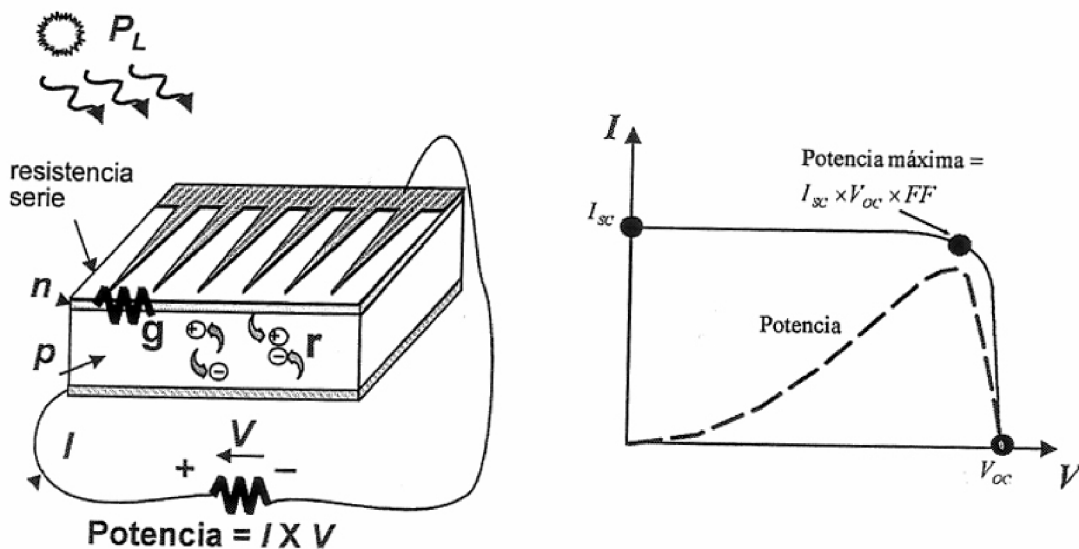


Figura 1-7. Diagrama efecto fotovoltaico en un célula [4].

El efecto fotoeléctrico es máximo para materiales con  $E_0$  bajos, los materiales conductores, al tener electrones de valencia compartidos, son los primeros materiales que se utilizaron para estudiar el efecto fotoeléctrico. Actualmente se utilizan semiconductores dopados n y p, el exceso de electrones en los semiconductores tipo n producen un  $E_0$  menor que el de los conductores convencionales.

### 2.2.2. Instalaciones fotovoltaicas

Existen diferentes tipos de instalaciones fotovoltaicas en función de su uso, en todas ellas existe un generador fotovoltaico. El resto de los componentes son accesorios, cuya función es adaptar la electricidad en corriente continua para su correcto uso.

Así pues, una instalación fotovoltaica, para alimentar cargas en corriente alterna, precisará de un inversor de corriente. Para alimentar el motor eléctrico de un vehículo, precisa de un acumulador de corriente o batería. Existen tantas configuraciones como usos de la instalación.

A continuación se describen los elementos principales de una instalación fotovoltaica conectada a la red, del mismo tipo que la que se proyecta en el Apartado 3.

### 2.2.3. Generador Fotovoltáico

El generador fotovoltaico en el conjunto de dispositivos de generación fotovoltaica. Está formado por módulos fotovoltaicos dispuestos con conexiones serie y paralelo de forma que la tensión y la corriente generadas sean adecuadas para la función de la instalación.

#### 2.2.3.1. Célula fotovoltaica

Las células fotovoltaicas son dispositivos que convierten energía solar en electricidad, en un proceso en el que la luz incide sobre un dispositivo semiconductor de dos capas produciendo una diferencia del voltaje o del potencial entre las capas. Este voltaje es capaz de conducir una corriente a través de un circuito externo de modo que se pueda producir trabajo útil.

En 1883 el inventor norteamericano Charles Fritts construyó la primera celda solar con una eficiencia del 1%. La primera celda solar fue construida utilizando como semiconductor el Selenio con una muy delgada capa de oro. Las aplicaciones de la celda de Selenio fueron para sensores de luz en la exposición de cámaras fotográficas.

La célula moderna proviene de la patente del inventor norteamericano Russell Ohl, construida en 1940 y patentada en 1946.

En 1954 Chapin, Pearson y Fuller en los laboratorios Bell, experimentando con semiconductores, descubrieron accidentalmente que el Silicio con impurezas, que generan un dopado eléctrico en el material, era más sensible a la luz, dando lugar a una célula fotovoltaica con un rendimiento del 6%, utilizada en satélites orbitales a partir de 1958.

Las células fotovoltaicas de silicio en la actualidad tienen una eficiencia de conversión en electricidad de la luz solar próximas al 18%.

Actualmente existen diferentes métodos de producción de células fotovoltaicas de silicio (amorphas, monocristalinas o policristalinas), del mismo modo que para las células fotovoltaicas hechas de otros materiales (seleniuro de cobre e indio, telurio de cadmio, arseniuro de galio, etc.).

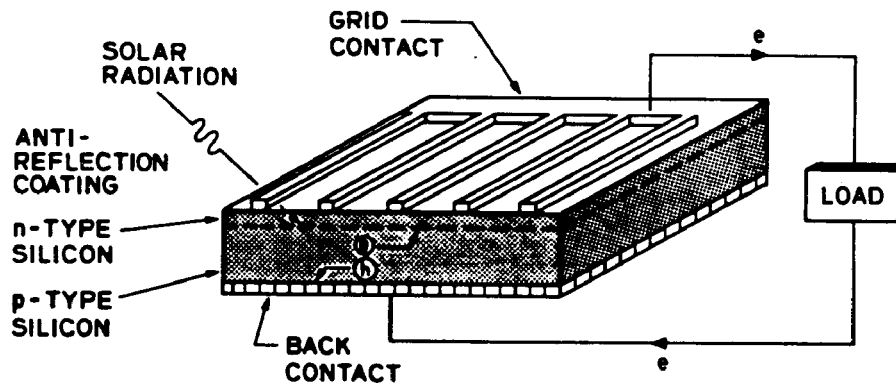


Figure 1. The structure of a solar cell.

Figura 1-8. Partes de una célula fotovoltaica de silicio.

El funcionamiento de la célula fotovoltaica de silicio se debe a que la unión de dos semiconductores n y p crea un campo eléctrico que desplaza los electrones y huecos generados por los fotones que llegan al material con energía mayor a la energía de extracción. Si el par se genera en la zona n, contribuirá con un electrón más a los portadores de carga mayoritarios, y con un hueco más a los portadores de carga minoritarios. Estos últimos no son estables en la zona n, pues tienen una alta probabilidad de encontrarse con un electrón y recombinarse, pero si el hueco se produce lo suficientemente cerca de la unión, el campo eléctrico lo arrastrará a la zona p, donde sí será estable.

Análogamente, sucede en un par generado en la zona p del material, contribuirá a la corriente eléctrica generada si el electrón está cerca de la unión antes de recombinarse y puede ser arrastrado hacia la zona n.

Al aumentar la concentración de electrones en la zona n del material, si conectamos externamente los dos lados de la célula, estos electrones adicionales pueden salir de la célula a través del contacto metálico de la zona n, formando una corriente eléctrica denominada de **cortocircuito** ( $I_c$ ). Los electrones vuelven a entrar en el dispositivo por el contacto metálico de la zona p, donde se recombinan con los huecos.

En condiciones de circuito abierto, la separación de carga crea un campo eléctrico opuesto al campo eléctrico interno de la unión, reduciendo el campo neto, aumentando la corriente de difusión hasta el equilibrio en el que se cancela la corriente de difusión con la corriente de arrastre de los portadores minoritarios fotogenerados. En este caso, el desequilibrio de cargas hace que se mantenga un voltaje a ambos lados del dispositivo, o tensión de circuito abierto ( $V_{oc}$ ).

Con una carga conectada entre los bornes de la célula, parte de los portadores son extraídos de la célula solar, mientras que otra parte se acumula generando un voltaje. De este modo se genera a la vez tensión y corriente, de forma que la célula produce potencia eléctrica.



La **eficiencia** de una célula fotovoltaica es el cociente entre la máxima potencia generada y la intensidad de la radiación solar que incide sobre el área de la célula, para unas condiciones de medida dadas.

Por convenio, se utilizan las condiciones estándar de medida (*standard test conditions* o STC), que son:

- Irradiancia  $1000 \text{ W/m}^2$  con incidencia normal.
- Temperatura de la célula  $25^\circ\text{C}$ .
- Espectro de la radiación AM1.5 (este es un espectro de referencia definido en un estándar internacional).

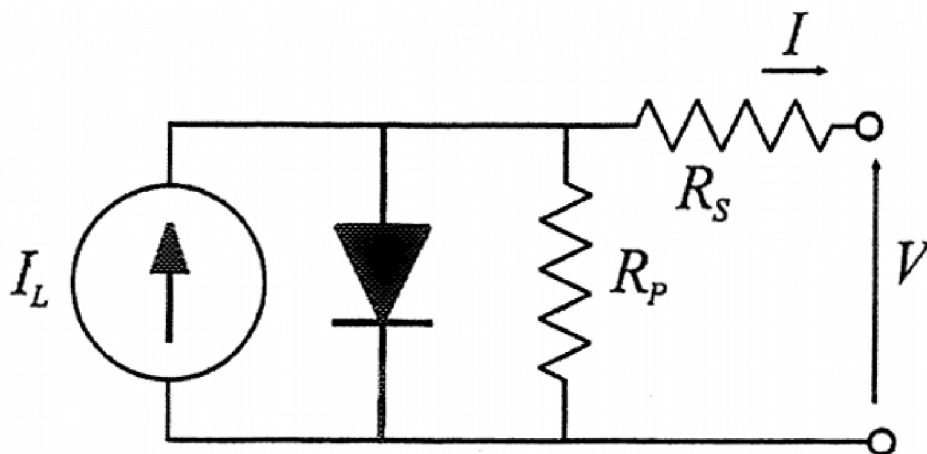


Figura 1-9. Circuito equivalente de una célula fotovoltaica. [4]

En el modelo del circuito equivalente de una célula fotovoltaica, la corriente generada es simulada como una fuente de corriente. La unión p-n con su campo eléctrico se representa como un diodo en paralelo.

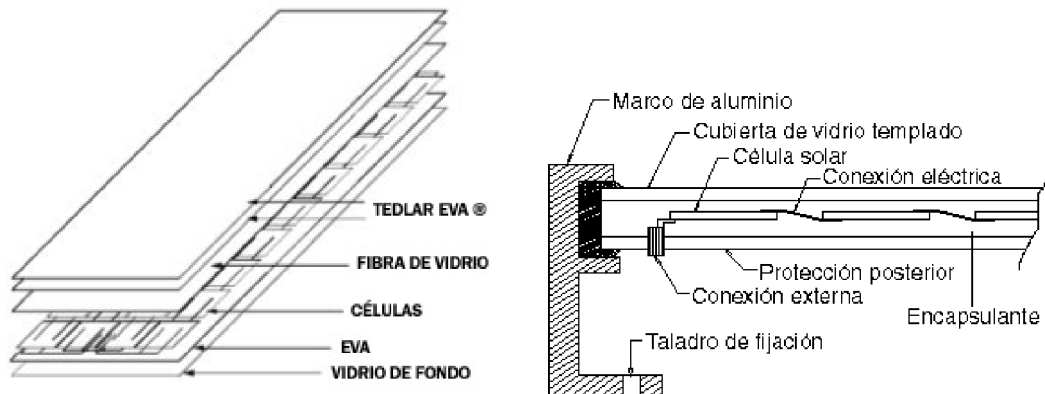
La resistencia al paso de la corriente eléctrica en los semiconductores, uniones, contactos y demás elementos de la célula, se representa como una única resistencia serie. La recombinación de cargas en el interior de la célula se representa con un camino alternativo para la corriente generada a través de una resistencia en paralelo con la fuente de corriente.

#### 2.2.3.2. Módulo fotovoltaico

Un módulo o panel fotovoltaico es un conjunto de células solares interconectadas entre sí y encapsuladas entre materiales que las protegen de los efectos externos.

Aunque la célula es el componente esencial de un sistema fotovoltaico, las propiedades eléctricas de una única célula (la tensión de cada unidad es de alrededor de 0,5 voltios y la potencia es de alrededor de 1,5 vatios pico) no puede suministrar generalmente la

energía para que funcione un equipo eléctrico a tensiones estándar (12, 24 o 48 voltios). Por este motivo, las células solares están interconectadas con otras células en el interior de los módulos para crear unas propiedades eléctricas determinadas a la salida.



**Figura 1-10. Elementos de un módulo fotovoltaico. Documentación técnica fabricante Kyocera**

Los módulos fotovoltaicos están envueltos por elementos que les confieren protección frente a los agentes externos y rigidez para acoplarse a las estructuras que los soportan.

La cubierta frontal debe facilitar la transmisión luminosa y resistir las condiciones climatológicas más adversas, así como los cambios bruscos de temperatura. Actualmente el material más usado es el vidrio templado.

La cubierta posterior, con propiedades mecánicas capaces de soportar la carga del módulo, debe ser opaca para reflejar la luz que haya pasado a través de los huecos entre las células.

El encapsulante debe tener una baja degradación por la acción de los rayos solares y una muy buena transmisión de la radiación, transparencia. En la actualidad uno de los más usados es el polímero termoplástico Etileno Vinil Acetato (EVA) por su transparencia, ligereza, durabilidad, baja absorción del agua y capacidad para el reciclado.

El marco asegura la rigidez y estanqueidad del conjunto, e integra los elementos necesarios para el montaje del panel sobre los soportes. Normalmente se utilizan marcos de aluminio al no sufrir corrosión y poseer un reducido peso.

La caja de terminales contiene los bornes que permiten la conexión eléctrica del módulo.

Los diodos de protección impiden daños por sombras parciales en el módulo, al perder la continuidad eléctrica en la conexión entre las células.

#### 2.2.4. Soporte

El soporte es la estructura que sujeta los módulos fotovoltaicos y asegura su posición frente al sol. Debe tener la robustez y durabilidad necesaria para soportar los módulos y las inclemencias climatológicas.

La producción eléctrica de los módulos fotovoltaicos viene determinada por la irradiación que reciben, siendo máxima cuando la superficie de los módulos es perpendicular a la radiación solar.

Normalmente las instalaciones fotovoltaicas se diseñan para maximizar la perpendicularidad de la radiación solar durante todo el año, aunque existen ciertas instalaciones en las que el periodo de máxima demanda energética es estacional y se orientan los módulos en función de sus necesidades particulares, ej.: calefacción de piscinas.

La posición de los módulos solares es el conjunto de su orientación y su inclinación al plano horizontal del suelo. La orientación sólo depende del hemisferio terrestre, siendo la orientación óptima para el hemisferio norte 0° Sur, al encontrarse el sol al mediodía en esa orientación.

La inclinación es una función de la latitud en la que se encuentra la instalación en función de la distancia al ecuador. El cenit solar en cada día del año alcanza una determinada altura del horizonte terrestre. Para el cálculo se suele considerar la inclinación óptima anual, aquella que hace perpendicular la superficie de módulos a la radiación solar al mediodía del solsticio de invierno, 21 de diciembre, aunque en determinadas instalaciones se utiliza la inclinación óptima en verano o en invierno, según las necesidades específicas de la misma.



**Figura 1-11. Arriba; izquierda: Instalación con soportes fijos en el suelo, derecha: Instalación con soportes en tejado. Abajo; izquierda: instalación con soporte sobre poste, derecha: Instalación con seguidores solares incorporados.**

Existen diferentes tipos de soportes en la actualidad, en función de la superficie en la que se deben soportar los módulos y de la orientación de los mismos.

El soportado fijo al suelo es el sistema más tradicional, sencillo y barato. Consiste en estructuras de perfiles metálicos ancladas, cimentadas o posadas en el suelo que sujetan los módulos fotovoltaicos con una inclinación que viene dada por la longitud del perfil diagonal o vertical. En la actualidad estos sistemas pueden incluir mejoras, por ejemplo, la posibilidad de cambiar manualmente la inclinación en función de la estación anual.

El soportado en tejados es similar al fijo en suelo pero está formado por un sistema de raíles y anclajes que permiten su instalación en superficies inclinadas.

El soportado sobre postes consiste en un cabezal al que se unen perfiles horizontales y verticales sobre los que se anclan los módulos fotovoltaicos. Normalmente permiten fijar los módulos tanto en orientación como en inclinación longitudinal y transversal, permitiendo su colocación en terrenos no nivelados sin disminuir la eficiencia de los módulos.

En el caso de los soportes sobre poste, puede ser de dos tipos: fijos, en los que la orientación e inclinación queda fijada durante la instalación, o móviles, también llamados seguidores solares.

Los seguidores solares disponen de uniones móviles en el cabezal y motores eléctricos para desplazarlos, alimentados por los propios módulos o por una red eléctrica exterior. Los seguidores mueven los módulos que soportan en función de la posición solar, tanto en un eje (orientación) como en 2 ejes (orientación e inclinación), según el tipo. Esta variación de la posición de los módulos aumenta significativamente la producción de éstos al aumentar la irradiación recibida en las horas menos centrales del día.

#### 2.2.5. *Inversor*

Un inversor de corriente es un circuito de electrónica de potencia utilizado para convertir corriente continua en corriente alterna. La función de un inversor es cambiar un voltaje de entrada de corriente continua a un voltaje simétrico de salida de corriente alterna, con la magnitud y frecuencia deseada por el usuario o el diseñador.

Un inversor simple consta de un oscilador que controla a los tiristores, los triac's o los IGBT's (Insulated Gate Bipolar Transistor), los cuales son utilizados para interrumpir la corriente entrante y generar una onda senoidal aproximada. Esta onda alimenta a un transformador que suaviza su forma, haciéndola más senoidal y produciendo el voltaje de salida necesario. Las formas de onda de salida del voltaje de un inversor ideal deberían ser totalmente sinusoidales.[6]

Se pueden clasificar en dos tipos: inversores monofásicos e inversores trifásicos, en función del número de fases de corriente alterna a su salida.

#### 2.2.6. *Elementos de medida y conexión*

Las instalaciones fotovoltaicas precisan de elementos de medida tanto para vender la energía a la red como para su propio control y funcionamiento.

Estos dispositivos de medida son análogos a los de medición para facturación eléctrica, siendo el único caso particular los contadores reversibles instalados en instalaciones fotovoltaicas para consumo propio, que suministran a la red el excedente de potencia generada.

Los elementos de conexión en las instalaciones fotovoltaicas son muy variados en función de las cargas a alimentar por la instalación.

En las instalaciones de telecomunicaciones, al ser cargas para corriente continua, la conexión suele realizarse a través de un transformador o de forma directa.

En las instalaciones con cargas de corriente alterna o conectadas a redes en baja tensión, la conexión se realiza desde la salida del inversor sin necesidad de un transformador, ya que los inversores modernos suministran la energía eléctrica a la tensión de uso, 230/400V.



Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a redes de media y alta tensión precisan de una etapa de transformación a la tensión de red con la aparatamenta eléctrica correspondiente.

### 2.3. Instalaciones aisladas de la red

Las instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red, o de autoconsumo, son las utilizadas para viviendas, explotaciones agropecuarias o dispositivos de telecomunicaciones o señalización, que no disponen de una infraestructura de suministro eléctrico.

Consisten en un sistema fotovoltaico para consumir la electricidad sin necesidad de solicitar conexión a la red eléctrica nacional. Las instalaciones son duraderas, silenciosas, ecológicas y sólo requieren tareas puntuales de mantenimiento, en contra de las instalaciones con grupos electrógenos dependientes de combustible.

Estas instalaciones suelen precisar de acumuladores o baterías, puesto que los periodos de producción del generador fotovoltaico, horas solares, no tiene por qué coincidir con los horarios de activación de las cargas eléctricas conectadas. La mayoría de las baterías están formadas por unos electrodos de plomo inmersos en una solución electrolítica de agua con ácido sulfúrico en múltiples bloques separados para aumentar su durabilidad.

Para proteger las baterías es necesaria la instalación de reguladores de carga que controlen la entrada de electricidad en las baterías, protegiéndolas contra sobrecargas o bajadas de tensión que pudieran dañarlas.



**Figura 1-12. Instalación fotovoltaica aislada para electrificación de 1000W.**

## 2.4. Instalaciones conectadas a la red

Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red son instalaciones con el objetivo de vender energía eléctrica a la red de distribución a través de un punto de enlace o conexión próximo a la instalación, ya sea en baja tensión o en media tensión.

Precisan de elementos de medición para la facturación de la energía suministrada y de elementos de conexión.

Conforme al espíritu de la división de las instalaciones de generación fotovoltaica del RD 1578/2008, se pueden dividir en dos tipos, instalaciones de superficie utilizable e instalaciones de superficie dedicada.

Las instalaciones de superficie utilizable son aquellas instalaciones cuyo generador fotovoltaico se encuentra en una superficie cuyo uso principal es diferente del de la instalación fotovoltaica, como, por ejemplo, la utilización de tejados de viviendas o cubiertas de aparcamientos para el montaje de los módulos. Estas instalaciones tienen potencias limitadas por la superficie disponible y su eficiencia suele estar reducida por la imposibilidad de orientación de los módulos que está fijada por la topología de la superficie utilizada.

Las instalaciones de superficie dedicada son instalaciones industriales en las que la superficie utilizada para posicionar los módulos fotovoltaicos, normalmente el suelo, es de uso exclusivo o prioritario para la generación fotovoltaica. Estas instalaciones pueden ocupar grandes superficies de terreno con elevadas potencias instaladas y permite optimizar el rendimiento del generador fotovoltaico por medio del uso de dispositivos no disponibles para superficies utilizables como los seguidores solares.



**Figura 1-13. Central fotovoltaica de Ribaforada I, Navarra (2008)**

## 2.5. Mercado eléctrico español

El mercado eléctrico español gestiona la demanda y oferta eléctrica.

Los agentes del mercado son las empresas habilitadas para actuar en el mercado como generadoras, empresas de transporte, distribuidoras y comercializadoras.

Las actividades del mercado de generación y comercialización de electricidad se realizan en libre competencia de compra-venta gestionados por el operador del mercado eléctrico (OMEL), mientras que el transporte y la distribución siguen siendo actividades reguladas.

En el mercado diario los productores de electricidad hacen ofertas de venta de determinadas cantidades de electricidad a determinado precio para cada una de las horas del día. Al mismo tiempo, los consumidores, directa o indirectamente, a través de las empresas eléctricas, hacen ofertas de compra. La suma de las ofertas de compra configura una curva de demanda, que se cubre eligiendo las ofertas de venta más baratas, hasta satisfacer la demanda mediante el sistema de casación. El precio de partida de la electricidad será el de la última oferta que haya sido casada.

Una vez celebrada la sesión del mercado diario, el operador del sistema evalúa la viabilidad técnica del programa de funcionamiento de las unidades de producción para garantizar la seguridad y fiabilidad del suministro en la red de transporte. Si el resultado de la casación del mercado diario no respeta los requisitos de seguridad, el procedimiento de solución de restricciones técnicas modifica la asignación de energía de las unidades de producción en la casación.

Las variaciones de la curva de demanda teórica del mercado diario son satisfechas en el mercado intradiario.



Figura 1-14. Ejemplo de casación en el mercado diario



Los servicios complementarios y el procedimiento de gestión de desvíos tienen por objeto que el suministro de energía eléctrica se produzca en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad establecidas y que se verifique de forma permanente el equilibrio generación-demanda. Los servicios complementarios de banda de regulación son incorporados al programa diario viable por el operador del sistema con posterioridad al mercado diario. Una vez celebrada cada una de las sesiones del mercado intradiario, el operador del sistema realiza la gestión en tiempo real mediante la utilización de servicios complementarios y el procedimiento de gestión de desvíos.

#### *2.5.1. Energía fotovoltaica conectada a red*

Las instalaciones de energía fotovoltaica conectadas a la red que se encuentran en el registro de instalaciones de generación eléctrica en régimen especial tienen derecho a:

- Conectar sus grupos a la red de distribución, estando la compañía distribuidora obligada a firmar un contrato tipo.
- Conectar en paralelo su grupo o grupos generadores a la red de la compañía eléctrica distribuidora o de transporte.
- Transferir al sistema su producción neta de energía eléctrica, siempre que sea técnicamente posible.
- Percibir por la venta de su energía eléctrica generada la retribución prevista por el régimen económico para instalaciones inscritas en el registro de régimen especial.
- Vender su producción neta a través de líneas directas.
- Prioridad en el acceso y conexión a la red eléctrica.

Conforme a estos derechos de los productores en régimen especial, las instalaciones fotovoltaicas, junto con todas las demás instalaciones en régimen especial, no forman parte del sistema de casación del Mercado Eléctrico Español, al tener derecho a transferir toda su producción sin tener que realizar ofertas en el mercado diario y percibir por su venta un precio estipulado por la energía suministrada que no coincide con el precio de casación, previsiblemente superior.

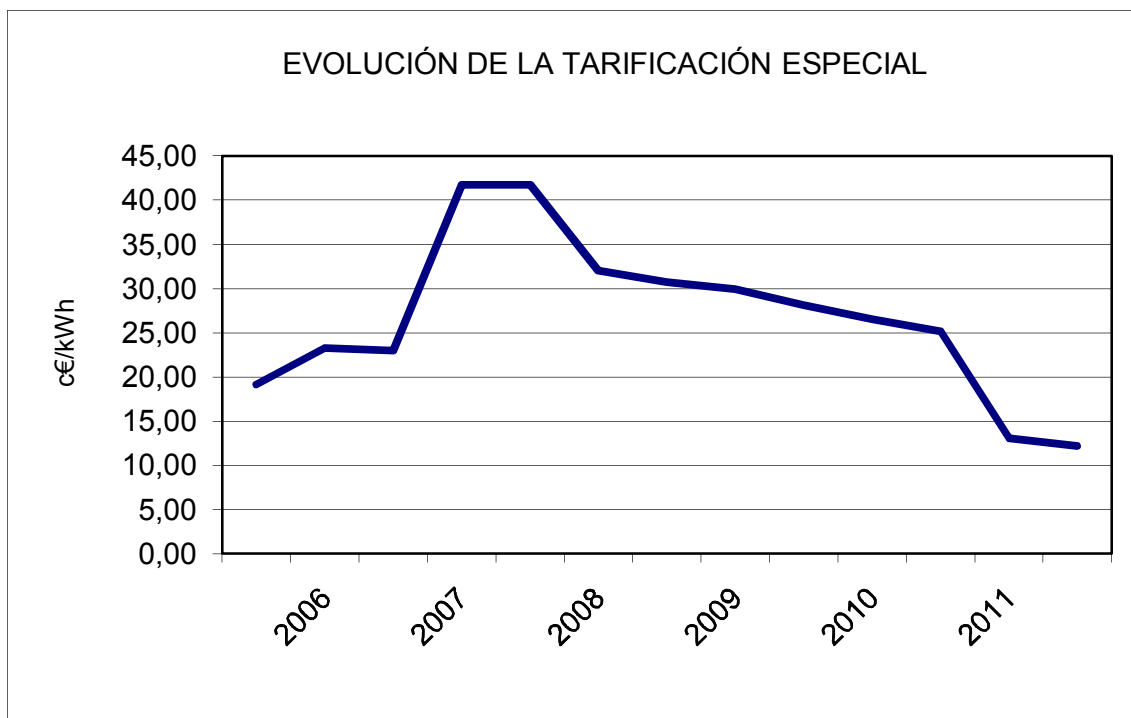
#### *2.5.2. Tarifa regulada*

Conforme al RD1578-2008 el precio de las tarifas para las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red se establece durante 25 años conforme al valor del registro de preasignación de instalaciones fotovoltaicas en régimen especial.

Cada año se establecen varias convocatorias para la inscripción de instalaciones en el registro de preasignación. Para cada una de las convocatorias se establece una cantidad de potencia instalable, siendo admitidas las instalaciones hasta alcanzar la potencia objetivo, actualmente definido en función del plan de acción nacional de energías renovables 2011-2020.

El valor de la tarifa se define en relación con la tarifa de la convocatoria precedente y la relación entre la potencia objetivo de la convocatoria actual y la anterior.

Para las instalaciones fotovoltaicas en superficies dedicadas (gran generación fotovoltaica) la tarifa regulada para las últimas convocatorias ( $\approx 13$  cent€/kWh) es sustancialmente mayor al precio medio de casación del mercado diario (6,44 cent€/kWh en el año 2008) pero muy inferior a la asignada a las instalaciones registradas antes del 29 de septiembre de 2008, con tarifa regulada conforme RD 661/2007 (41,75 cent€/kWh).



**Gráfica 1-1. Evolución de la tarifa regulada para una instalación fotovoltaica de 4 MW.**

## 2.6. Marco normativo.

Por el cual se pretende identificar y describir las principales normativas aplicables a instalaciones de generación eléctrica fotovoltaica, tanto en carácter de regulación de su actividad de producción, como de normativa técnica aplicable, con especial interés en la evolución histórica de la tarifa regulada para instalaciones en régimen especial del grupo de instalaciones generadoras que utilizan como energía primaria la solar por medio de tecnología fotovoltaica.

### 2.6.1. Ley 54/1997

*Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.*

Ley que regula las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, consistentes en su generación, transporte, distribución, comercialización e intercambios intracomunitarios e internacionales, así como la gestión económica y técnica del sistema eléctrico con la finalidad de la adecuación del suministro de energía eléctrica a las necesidades de los consumidores, y la racionalización, eficiencia y optimización de las mismas.

Según la cual, las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica se ejercerán de forma coordinada bajo los principios de objetividad, transparencia y libre competencia, liberalizando el mercado eléctrico español.

En el título IV, capítulo II, los artículos 27 a 31 establecen el régimen especial de generación eléctrica, para el cual: “[...]El Gobierno, previa consulta con las Comunidades Autónomas, podrá determinar el derecho a la percepción de una prima que complementa el régimen retributivo de aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica que utilicen como energía primaria, energías renovables no consumibles y no hidráulicas, biomasa, biocarburantes o residuos agrícolas, ganaderos o de servicio[...]” Artículo 30.5.

La ley 54/1997 deroga la anterior Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional Ley 40/1994 en la cual no se contemplaba la liberalización del sector eléctrico.

La ley 54/1997 no tiene implicación directa sobre el proyecto excepto de la definición del régimen especial en el cual se engloba la instalación proyectada.

### 2.6.2. RD 661/2007

*El RD 661/2007 de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.*

Establece el régimen especial contemplado en la ley 54/1997, conforme a los siguientes puntos para la energía fotovoltaica:

- I. El régimen especial para productores de energía eléctrica pertenecientes a los grupos descritos en el mismo. Perteneciendo la energía fotovoltaica al grupo b1, subgrupo b1.1: “[...] Subgrupo b.1.1. Instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica [...]”.(Artículo 2)

- II. Procedimientos administrativos y requisitos para la inclusión de una instalación en el régimen especial
- III. Derechos y obligaciones de las instalaciones del régimen especial. Entre los derechos cabe destacar: “[...]Transferir al sistema a través de la compañía eléctrica distribuidora o de transporte su producción neta de energía eléctrica o energía vendida, siempre que técnicamente sea posible su absorción por la red.[...]” Y “[...] Percibir por la venta, total o parcial, de su energía eléctrica generada neta [...], la retribución prevista en el régimen económico de este real decreto[...].” Artículo 17. Ambos derechos permiten a las instalaciones pertenecientes al régimen especial, suministrar energía a red y cobrar por ella, de forma independiente al sistema de casación artículos 16 y 23 de la LEY 54/1997
- IV. En el Artículo 36 se estipulaban las tarifas para las instalaciones fotovoltaicas en régimen especial durante un periodo de 25 años en 41.75 c€/kWh para instalaciones con potencias instaladas entre 100kW y 10MW, siendo superior la tarifa para instalaciones de menos de 100kW.
- V. Complementos adicionales y penalizaciones a las instalaciones generadoras en régimen especial por eficiencia y energía reactiva generada en los artículos 28 y 29.
- VI. En el artículo 22 se establece un plazo de inscripción límite para el régimen especial, en función de la obtención de los objetivos fijados en el artículo 37 en 371MW, instalados en el territorio nacional, para la generación fotovoltaica.

Así mismo, el RD 661/2007 deroga la anterior legislación de régimen especial, RD 436/2004, que establecía la tarifa de las instalaciones fotovoltaicas en 575% de la tarifa eléctrica media o de referencia para instalaciones de menos de 100kW y de 300% para el resto.

Actualmente el RD661/2007 no define la tarificación especial sobre las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, pero si permanecen vigentes los derechos de las mismas, como en el caso de la proyectada el libre acceso a la red, la prioridad de suministro a la red y el derecho a una retribución fuera del mercado diario de casación.

### 2.6.3. RD 1578/2008

El RD 1578/2008 de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

Régimen económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica a las que no les sea de aplicación los valores de la tarifa regulada previstos en el Real Decreto 661/2007, todas aquellas instalaciones conforme al artículo 22 (RD 661/2007) con inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial con posterioridad al 29 de septiembre de 2008 (Resolución de 27 de septiembre de 2007, de la Secretaría General de Energía).

Se establece, conforme a los siguientes puntos:

- I. Se crea un objetivo anual de potencia instalada, con varias convocatorias y un registro de preasignación para cada una de las convocatorias.

- II. Se subdividen las instalaciones del grupo b1.1 (RD 661/2007) en 2 tipos, Artículo 3:
- a. Tipo I: “[...] *Tipo I. Instalaciones que estén ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, hechas de materiales resistentes, dedicadas a usos residencial, de servicios, comercial o industrial, incluidas las de carácter agropecuario, en todos los casos, cuando en su interior exista un punto de suministro de potencia contratada por al menos un 25 por ciento de la potencia nominal de la instalación [...] O bien, instalaciones que estén ubicadas sobre estructuras fijas de soporte que tengan por objeto un uso de cubierta de aparcamiento o de sombreado, en ambos casos de áreas dedicadas a alguno de los usos anteriores[...]*”.(Artículo 3 incluida corrección del RD 1565/2010). Dividida en dos subtipos; I.1 instalaciones iguales o menores a 20kW e I.2 instalaciones mayores de 20kW.
  - b. Tipo II. Instalaciones fotovoltaicas no incluidas en el tipo I.
- III. Para cada una de las convocatorias se crean cupos de potencia del objetivo anual. Artículo 5 y anexo IV.
- IV. En el artículo 9 se estipula el aval para estas instalaciones; “[...] *un aval por una cuantía de 50 €/kW o 500 €/kW de potencia del proyecto o instalación fotovoltaica del tipo I.1, o I.2 y tipo II, respectivamente [...]*” (incluida corrección de errores del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre).
- V. Se establecen tarifas reguladas diferentes para cada convocatoria en función del cupo de potencia de la convocatoria frente a los cupos y tarifas de la convocatoria inmediatamente anterior. Artículos 11 y 12.
- VI. Se establecen los requisitos técnicos y de calidad de las instalaciones, así como inspecciones y régimen sancionador, Artículos 13 a 15.

El RD 1578/2008 establece la actual división de los diferentes tipos de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red entre las cuales la instalación proyectada se encuentra en el Tipo II. Así mismo establece el sistema de cálculo de la tarifa por medio de convocatorias, siendo la tarifa utilizada para el análisis económico del proyecto la de la convocatoria del primer trimestre de 2012.

#### 2.6.4. RD1011/2009

Real Decreto 1011/2009, de 19 de junio, por el que se regula la Oficina de Cambios de Suministrador.

Modifica el apartado 10.2 del RD 1578/2008, modificando la clasificación de tipo I para las instalaciones con un autoconsumo igual o mayor a la potencia suministrada a la red, la instalación proyectada no se ve afectada permaneciendo en el tipo II.

#### 2.6.5. RD1565/2010

Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Modifica tanto el RD 661/2007 como RD 1578/2008;

En el artículo 1.8 y 1.20 se establece un nuevo régimen de potencia reactiva en el cual el rango de bonificación-penalización pasa de 0,98 capacitivo/inductivo a 0,995 capacitivo/inductivo.

Modifica determinados preceptos y añade el art. 4 bis y el anexo XIII del REAL DECRETO 661/2007.

Modifica Arts. 3, 6, 10.2 y los anexos II y IV del REAL DECRETO 1578/2008. Modificando entre otras la división interna del tipo I de instalaciones fotovoltaicas.

En su disposición adicional cuarta establece una disminución en las tarifa regulada fotovoltaica para las convocatorias a partir de noviembre de 2010

El nuevo régimen sobre el factor de potencia establecido en el RD1565/2010, elimina la posibilidad de la instalación proyectada a acceder a bonificaciones por el factor de potencia de la energía suministrada a la red. Adicionalmente establece una reducción del 45% en el cálculo de las tarifas en las convocatorias para los instalaciones de tipo II como la proyectada.

#### 2.6.6. *RBT RD 842/2002 e ITC's*

Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto.

Siendo de especial cumplimiento para instalaciones generadoras fotovoltaicas los siguientes ITC's:

- ITC-BT-06 Redes aéreas para distribución en baja tensión.
- ITC-BT-07 Redes subterráneas para distribución en baja tensión
- ITC-BT-12 a 17 Instalaciones de enlace.
- ITC-BT-18 Instalaciones de puesta a tierra.
- ITC-BT-37 Instalaciones a tensiones especiales

Los cálculos de las instalaciones eléctricas en Baja Tensión del proyecto se han realizado conforme al RBT.

#### 2.6.7. *RCE RD 3275/1982 e ITC's*

Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación conforme RD 3275/1982.

El fabricante del centro de transformación del proyecto se compromete a haber realizado la documentación conforme al RCE.

#### 2.6.8. *RAT RD 3151/68*

Reglamento de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión, aprobado por Decreto 3151/1968, de 28 de noviembre.

Los cálculos de la línea de enlace de Media Tensión del proyecto se han realizado conforme al RAT.

### 3. DISEÑO DE LA PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

#### 3.1. Descripción

El proyecto consiste en una planta de generación fotovoltaica conectada a red con el fin de suministrar a la Red de Distribución, cobrando a razón del kWh producido.

La planta se encuentra ubicada en el término de Escalona del Prado, provincia de Segovia, conforme se indica en el plano 1.1.

Consta de 4.000 KVA instalados en los transformadores de conexión a red.

Está dividida en 8 subinstalaciones fotovoltaicas, cada una de las cuales tiene su propio inversor de corriente que transforma corriente continua (en adelante, CC) en corriente alterna (en adelante, CA).

La planta también incluye una etapa de transformación de baja tensión (en adelante, BT) a media tensión (en adelante, MT), transformando la tensión a la salida de los inversores 270V (BT) a la tensión de la red de distribución 15kV (MT), así como una línea aérea de MT que enlaza la planta con una subestación de distribución eléctrica próxima.

La planta se puede describir, según la función de sus componentes, en tres sistemas: generador fotovoltaico, conversión de corriente y suministro a la red de distribución

##### a) Generador fotovoltaico:

Esta parte de la instalación realiza la conversión de la energía solar en energía eléctrica por medio de células fotovoltaicas agrupadas en módulos, siendo éstas el núcleo de la actividad productiva de la instalación al captar la luz solar y convertirla en una energía aprovechable por los usuarios, tanto si son particulares como industrias.

Una característica de la energía eléctrica suministrada por los generadores fotovoltaicos es que la corriente que suministran es continua, lo que hace necesaria la existencia del resto de los sistemas descritos para la conversión y suministro de la energía producida por el generador fotovoltaico.

La instalación consta de un número definido de módulos fotovoltaicos que dan una potencia instalada de 4.435,20KWp. Estos módulos se enlazan con conexiones serie y paralelo para obtener una combinación de tensión y corriente que facilite el posterior tratamiento de la energía producida, optimizando el funcionamiento de los dispositivos de conversión.

El generador fotovoltaico está dividido en ocho subinstalaciones iguales de 2.640 módulos con 210Wp cada uno.



### b) Conversión de corriente:

Los generadores fotovoltaicos suministran energía eléctrica en CC debido al efecto que tiene el efecto fotoeléctrico en los semiconductores de las células solares, mientras que la corriente utilizada en la red de suministro es CA.

Debido a esta diferencia de carácter fundamental entre los tipos de corriente generada y utilizada, es necesario un sistema en la instalación fotovoltaica que convierta la corriente continua, suministrada por el generador solar, en corriente trifásica a 50Hz, para poder suministrar a la red de distribución.

El sistema de conversión de corriente está formado por un inversor industrial para cada una de las ocho subinstalaciones fotovoltaicas, con una potencia nominal cada uno de ellos de 500kW. Estos inversores realizan la conversión entre la entrada en CC desde los generadores fotovoltaicos, y la salida en CA. El sistema de producción de energía fotovoltaica se ha dimensionado de tal forma que no existan diferencias de carga por diseño entre cada uno de los ocho inversores.

### c) Conexión a la Red de Distribución

La Red de Distribución a la que se conecta la instalación es una red trifásica en MT, a una tensión de 15kV y una frecuencia de 50Hz.

La conexión se realiza a la subestación de Escalona del Prado próxima a la localización de la planta que será el punto de enganche de la planta.

Este sistema precisa de diferentes elementos para su correcto funcionamiento:

- Un conjunto de 4 trafos para realizar la transformación entre la tensión de la salida de los inversores 270V y la tensión nominal de la red 15kV en el punto de enganche.
- Aparataje de MT tanto para uso del propietario de la planta como para el uso de la empresa distribuidora, con el fin de cumplir las necesidades de seguridad, operación y control de la conexión entre la planta y la red.
- Sistemas de medida para permitir la gestión técnica y económica de la planta.
- Línea aérea de MT para la conexión eléctrica de la planta con la subestación.

Los tres primeros elementos se encuentran integrados en un centro de transformación, formado por los transformadores, celdas de MT y cuadros de BT. Siendo la línea aérea de MT independiente del resto del sistema.

Aunque la ejecución y tramitación de la línea aérea de MT es responsabilidad de la propiedad de la planta de generación fotovoltaica, es una práctica habitual realizar su cesión a favor de la compañía distribuidora eléctrica del punto de enganche, para su explotación y mantenimiento.



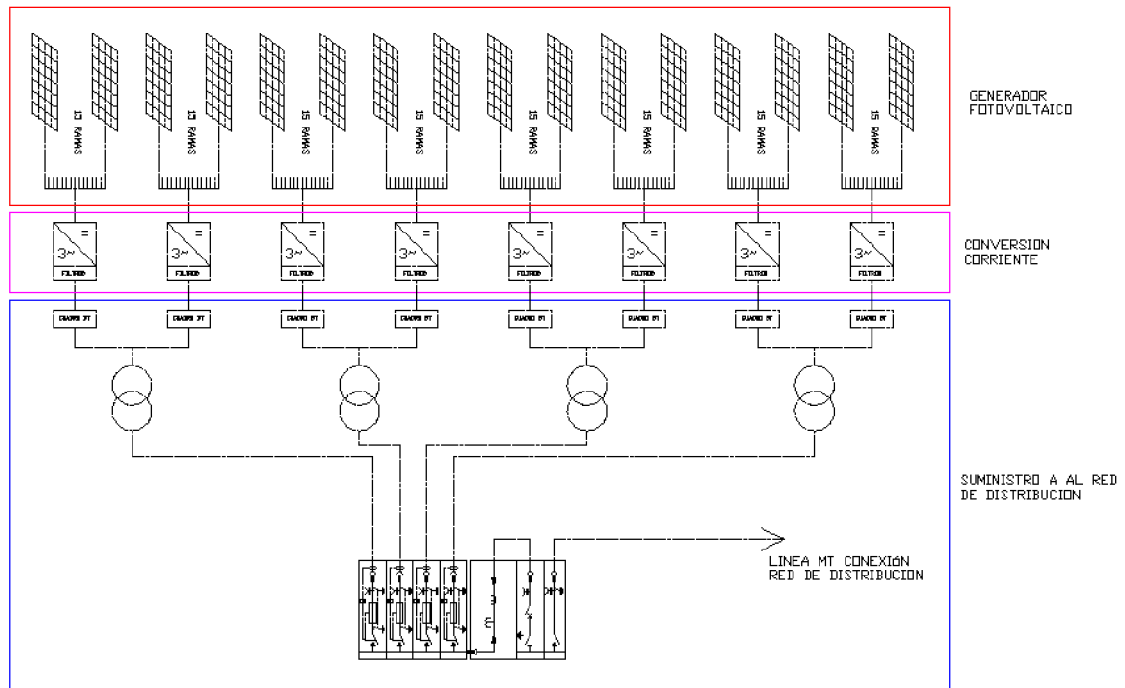


Figura 3-1. Esquema de los sistemas en la planta.

### 3.2. Ubicación y localización

La ubicación (posición geográfica de una localización) de una instalación fotovoltaica es uno de los factores decisivos para la viabilidad de un proyecto de este tipo. Factores como irradiación solar en la zona, temperatura y número de horas anuales de sol, que dependen de la latitud y la climatología de la zona, afectan directamente sobre la producción de los generadores fotovoltaicos, determinando su producción anual y, por tanto, el suministro realizado por la planta a los consumidores.

La localización (delimitación del emplazamiento) de una instalación fotovoltaica debe poseer unas características como son:

- el mínimo de sombras posibles para evitar la reducción de la producción por desaprovechamiento de los módulos, durante todas o parte de las horas solares
- la proximidad a un punto de conexión de red para minimizar, en la medida de lo posible, las pérdidas y costes de conexión con el sistema de distribución eléctrico.

Otros factores de la localización de una planta, como la distancia a núcleos urbanos y la proximidad y calidad de las infraestructuras de transporte, afectan a los costes de ejecución y de explotación de la misma, facilitando o dificultando la accesibilidad de materiales y personal, por lo que también deben de ser aspectos a tener en cuenta.

#### 3.2.1. Ubicación del proyecto

El proyecto se ubica en la provincia de Segovia. En las coordenadas 41°08'N y 4°06'O, con las siguientes características meteorológicas en la estación de la ciudad de Segovia:

Año	Mes	Irradiación horizontal [Wh/m <sup>2</sup> ]	Temperatura Media [°C]	Días Lluvia	Días Nieve	Días Granizo	Velocidad Racha [m/s]	Insolación media [h]
2010	enero	1.890	4,0	16	5	0	29,2	2,5
2010	febrero	2.660	4,3	13	3	1	33,3	3,7
2010	marzo	4.370	6,8	14	3	0	28,1	4,7
2010	abril	5.080	12,2	9	0	1	14,7	8,3
2010	mayo	6.360	12,5	7	1	3	17,5	9
2010	junio	7.210	18,0	12	0	1	17,8	8,9
2010	julio	7.390	23,8	3	0	1	16,7	12,3
2010	agosto	6.510	22,8	5	0	0	17,8	11,3
2010	septiembre	4.970	18,5	7	0	0	16,4	8,5
2010	octubre	3.350	12,0	9	0	0	24,7	6,8
2010	noviembre	2.090	6,4	11	2	0	23,1	4
2010	diciembre	1.500	5,2	13	3	0	19,7	3,8

**Tabla 3.1 Datos meteorológicos Segovia, Agencia Estatal de Meteorología.**

Aunque no existe actualmente medición de la irradiación solar para la provincia de Segovia, ésta se puede calcular por interpolación de las mediciones más próximas. Para

la obtención en este proyecto de los valores de irradiación horizontal media, se ha utilizado una aplicación del JRC (Joint Research Centre) de la Comisión Europea, llamado PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), cuyos resultados se pueden ver en el ANEXO 2.

El motivo por el que se ha elegido esta ubicación es que el objetivo del presente proyecto es el estudio de viabilidad de instalaciones fotovoltaicas en España. La elección de una ubicación de elevada irradiancia como Almería o de muy baja irradiancia como Pontevedra, dan como resultado valores de producción energética anual desviados de la media nacional.

Adicionalmente, Segovia es una de las provincias que han tenido un mayor desarrollo de instalaciones fotovoltaicas en los últimos años, y es una zona de la red de distribución susceptible de precisar de generación distribuida.

### 3.2.2. Localización de la instalación

La instalación se localiza en el término de Escalona del Prado, polígono 5, parcela 42, con una superficie útil de 116.020 m<sup>2</sup>, conforme se indica en el Plano 1.1.

Aunque el uso actual de la parcela es rústico para cultivo de secano, no es de esperar ninguna dificultad para su recalificación en un suelo de uso industrial no contaminante.

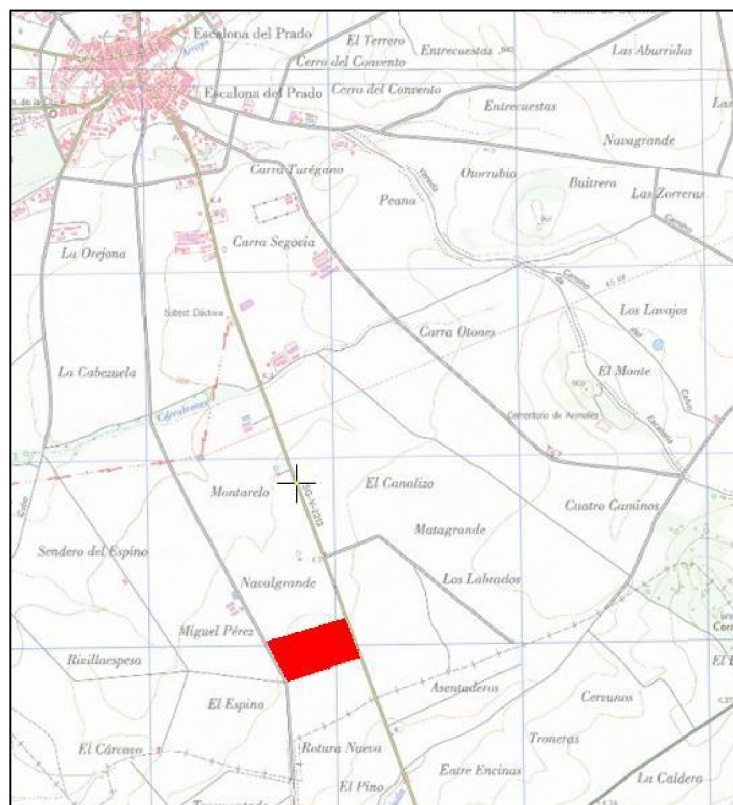
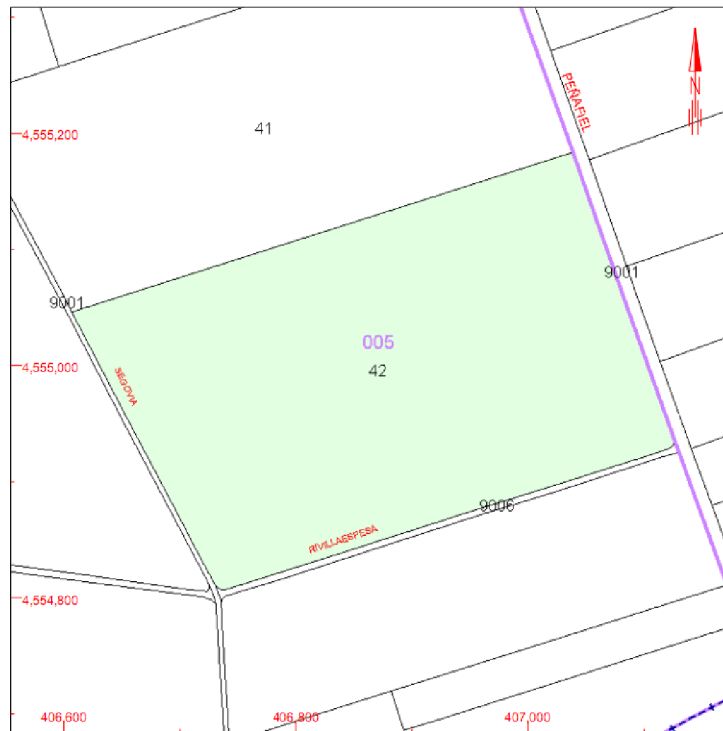


Figura 3-2. Extracto mapa topográfico nacional, MTN25 0457-1 (Imagen no a escala)



**Figura 3-3. Consulta gráfica de datos catastrales de bienes inmuebles de naturaleza rústica**

La elección de la localización se debe a las siguientes características adecuadas a su utilización:

- Parcela con una orientación poco desviada de la dirección norte-sur permite (que) la fácil distribución de los paneles con una orientación 0° Sur.
- La inexistencia de edificios próximos y el descenso del terreno en la dirección sur, aseguran que no exista una proyección de sombras directas sobre la posición de los módulos solares.
- Una única parcela de superficie suficiente para albergar la planta, facilita las negociaciones y tramites de adquisición del terreno.
- Parcela rustica dedicada al cultivo de cereal, reducido precio del suelo e inexistencia de arboles.
- El acceso directo por el lado derecho de la parcela a la carretera SG-P-2213, la cual conecta, al sur, con la CL-603 (carretera de Segovia a Boceguillas) y al norte con la población de Escalona del Prado. La facilidad de acceso reduce los costes de transporte del material durante el montaje de la planta y el aprovisionamiento durante su explotación.
- La proximidad a un punto de conexión de la Red de Distribución, Subestación de Escalona del Prado, y el trazado hasta éste paralelo a una carretera, facilitan las tareas de instalación y mantenimiento de la conexión con la empresa de distribución eléctrica de la zona.

### 3.2.3. Distribución de elementos

La disposición de los elementos en la parcela se puede observar en el Anexo1: Planos 2.1, 2.2, 2.4 y 5.1

#### a) El Generador Fotovoltaico

Para la correcta distribución de los elementos de la planta en la parcela, es necesario tener en cuenta la gran superficie ocupada por el generador fotovoltaico, con más de  $32.400\text{m}^2$  en superficie de módulos fotovoltaicos. A esta superficie hay que añadir la distancia entre los soportes de los módulos para evitar la proyección de sombras originadas por los módulos instalados sobre un soporte anterior, para ello se ha elegido una distancia de 8 metros entre soportes conforme al cálculo realizado en el Anexo 3.

Los módulos están montados en grupos de 88 sobre cada uno de los soportes que aseguran la orientación de los mismos en dirección  $0^\circ$  Sur con un ángulo de inclinación de  $30^\circ$ , conforme al cálculo realizado en el Anexo 3. En cada uno de los soportes, los módulos se distribuyen en 4 filas de 22 módulos en posición horizontal.

Para conformar cada una de las subinstalaciones de 2.640 módulos son necesarios 30 soportes distribuidos en 6 filas de 5 soportes cada una. Con una separación horizontal de 0,5 metros entre los soportes para adsorber dilataciones térmicas en las estructuras de los soportes y 4,5 metros de separación vertical como resultado de la separación mínima de 8 metros entre los soportes. Las separaciones entre los soportes de cada una de las subinstalaciones con una anchura mínima de paso superior a 7,5m, son suficientes para permitir la instalación del cableado y el acceso para mantenimiento y reparación de todo el conjunto, incluso permitiendo el acceso con maquinaria.

#### b) Conversión de Corriente y Centro de Transformación

Los dispositivos de conversión de corriente, inversores, y el centro de transformación con cada uno de sus elementos, precisan de una ubicación que los proteja de los efectos atmosféricos y cree una barrera física no traspasable para el personal no cualificado.

Para cumplir con las anteriores necesidades se ha proyectado un edificio de servicio en la esquina superior derecha de la parcela con los propósitos de evitar sombras sobre los generadores y minimizar la longitud de la línea aérea de MT que conecta la planta con la subestación de Escalona del Prado. El edificio posee 4 divisiones interiores no accesibles entre ellas.

- La primera estará formada por 4 salas independientes en las que se ubican los 8 inversores de corriente, 2 en cada una de ellas, uno para cada subinstalación.
- La segunda división es ocupada por el centro de transformación y posee bancadas y barreras de protección física para los 4 transformadores.
- La tercera y cuarta son espacios destinados al uso de los operarios para almacenaje, mantenimiento y operación sobre los sistemas de la planta.

c) Línea Aérea de Conexión

La línea de media tensión se encuentra paralela a la carretera SG-V-2213, entre el edificio de servicio y la subestación de Escalona del Prado.



### 3.3. Componentes

Tanto los componentes como la arquitectura de los sistemas del presente proyecto han sido elegidos tanto por sus características técnicas como por su coste económico e impacto en el presupuesto de la planta, asegurando una buena relación entre el coste de la planta y la calidad de servicio suministrada por la misma.

Los elementos principales de los que constan los diferentes sistemas de la planta son:

- a) Generador Fotovoltaico, responsable de la conversión de energía solar en energía eléctrica. El generador fotovoltaico está formado por:
  - 21.120 módulos fotovoltaicos de silicio policristalino de alto rendimiento del fabricante Kyocera modelo KD210GH-2PU con una potencia nominal de 210kWp.
  - 240 estructuras de soporte para módulos fotovoltaicos para grandes instalaciones fotovoltaicas del fabricante Ironridge, que aseguran la orientación e inclinación de los módulos, y el cumplimiento de los requisitos de resistencia a efectos meteorológicos como el viento o la nieve en la ubicación de la instalación.
  - 120 cajas de conexión de rama (una por cada 2 soportes) formadas por elementos de protección y conexión de circuitos eléctricos.
- b) Conversión de Corriente, responsable de la conversión y control de la energía eléctrica proporcionada por el generador fotovoltaico. El sistema de conversión de corriente está formado por:
  - 8 Inversores industriales de gran capacidad y elevado rendimiento para la conversión de corriente continua en trifásica del fabricante SMA modelo Sunny Central 500HE con una potencia nominal cada uno de 500kW.
  - Sistemas de medida, protección y control para cada uno de inversores.
  - 16 cajas de conexión de inversor (2 por cada inversor) formadas por elementos de protección y conexión de circuitos eléctricos.
- c) Conexión a la Red de Distribución, responsable del vertido de la energía generada en la planta a la red de distribución.
  - 4 transformadores trifásicos de la tensión que convierten la tensión a la salida de los inversores 270V, a la tensión de red 15kV, con una potencia nominal de 1.000kVA.
  - 7 celdas de MT de protección, control y medida del fabricante Ormazabal.
  - 4 cuadros de BT, uno por transformador, para realizar funciones de protección y control en el lado de baja tensión.

- Línea de aérea media tensión 15kV, con una capacidad de transporte de 4MW y una longitud total de 1.600m, entre la planta y el punto de enganche a la red de distribución.
- d) Sistemas Auxiliares (para) el correcto funcionamiento, mantenimiento y seguridad de la planta

### 3.3.1. *Generador fotovoltaico*

El generador fotovoltaico de la planta está formado por 21.120 módulos fotovoltaicos conectados entre sí en serie y en paralelo, para obtener una combinación de tensión y corriente continua óptima para su posterior transformación a corriente alterna trifásica en los inversores.

El generador fotovoltaico está dividido en 8 subinstalaciones iguales. Cada una de ellas suministra corriente continua a uno de los inversores del sistema de conversión de corriente.

Así mismo, cada una de estas subinstalaciones está formada por un total de 2.640 módulos.

La potencia pico de cada subinstalación es de 554kWp, siendo la suma de todas ellas un total de 4.435kWp para el conjunto del generador fotovoltaico proyectado en la presente planta.

La conexión eléctrica de cada una de las subinstalaciones se realiza por medio de cajas de conexión. Para obtener la tensión deseada a la entrada del inversor, se forman grupos de 22 módulos conectados en serie, quedando 120 grupos o hileras que, a su vez, se conectan en paralelo para formar 15 ramas o Arrays con 8 grupos cada una. Las quince ramas alimentan un inversor para cada una de las instalaciones.

Los grupos de módulos en serie o hileras de módulos con tensiones de circuito abierto más altas más de 30 V, necesitan instalar en antiparalelo con ellas, diodos de “by pass” que permiten un camino alternativo a la corriente. Se instalara un diodo de bloqueo en cada hilera o conjunto de hileras. [7]

A continuación se aporta una tabla resumen de las principales características del generador fotovoltaico en su conjunto y de las subinstalaciones fotovoltaicas que lo conforman.

GENERADOR FOTOVOLTAICO	
Elemento generador	Módulos fotovoltaico KD210GH-2PU
Nº Elementos generadores	21.120 unidades
Potencia pico total	4.435,20 [KW]
Nº subinstalaciones	8
Potencia pico de la subinstalación	554,40 [KW]
Nº paneles por subinstalación	2.640
Nº de ramas por subinstalación	15
Nº de paneles en serie por hilera	22
Nº de conjuntos en paralelo por rama	8
Imp rama	63,20 [A]
Vmp rama	585,20 [V]
Isc rama	68,64 [A]
Voc rama	730,40 [V]
Imp subinstalación	948,00 [A]
Isc subinstalación	1.029,60 [A]

**Tabla 3.2 Características principales del generador fotovoltaico**

#### *3.3.1.1. Módulos fotovoltaicos*

El generador fotovoltaico se encuentra compuesto por módulos fotovoltaicos de células de silicio policristalino.

Los módulos son el elemento generador de la planta, responsables de la conversión de la energía solar en eléctrica. Los módulos fotovoltaicos son los componentes con mayor repercusión en la viabilidad técnico-económica de una instalación fotovoltaica. El coste del conjunto de los módulos es la partida de mayor cuantía dentro del presupuesto de ejecución de un proyecto fotovoltaico, sus características técnicas, tanto mecánicas como eléctricas, definen los requerimientos técnicos del resto de componentes de la instalación.

La elección de la tecnología policristalina se debe a las ventajas en las relaciones eficiencia-precio y superficie-potencia que presenta esta tecnología frente a otras tecnologías como el silicio monocristalino o el silicio amorfo.

Los módulos fotovoltaicos utilizados en la planta son del modelo KC210GH-2PU pertenecientes al fabricante KYOCERA, con las características indicadas a continuación:

KYOCERA KD210GH-2PU	
CARACTERÍSTICAS MÉCANICAS	
Células	54 células de silicio policristalino
Conexión células	3 busbar
Dimensiones célula	156x156 [mm]
Alto módulo	1.500 ( $\pm 2,5$ ) [mm]
Ancho módulo	990 ( $\pm 2,5$ ) [mm]
Grosor módulo	46 [mm]
Peso módulo	18 [kg]
Frontal	Cristal endurecido
Encapsulante	Frontal EVA, posterior PET
Marco	Aluminio
Caja de conexiones	IP65 105x108x20 [mm]
Cables de salida	(+)950 / (-)750 [mm]
Carga máx. admisible	5.400 [N/m <sup>2</sup> ]

**Tabla 3-3. Características mecánicas del módulo fotovoltaico**

KYOCERA KD210GH-2PU	
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
A 100W/m <sup>2</sup> (STC)	
Potencia nominal	210 ( $\pm 5\%$ ) [W]
Tensión máxima del sistema	1.000 [V]
Tensión de máxima potencia (Vppm)	26,6 [V]
Corriente de máxima potencia (Ippm)	7,90 [A]
Tensión de circuito abierto (Voc)	33,2 [V]
Corriente de cortocircuito (Isc)	8,58 [A]
Corriente máxima inversa (Ig)	15 [A]
Coeficiente de T <sup>a</sup> de Voc	-0,12 [V/°C]
Coeficiente de T <sup>a</sup> de Isc	5,15x10 <sup>-3</sup> [A/°C]
Coeficiente de T <sup>a</sup> a Pmax	-0,960 [W/°C]
Reducción eficacia	6,0 [%] de 1.000W/m <sup>2</sup> a 200W/m <sup>2</sup>

**Tabla 3-4. Características eléctricas del módulo fotovoltaico**

Las especificaciones del módulo se han realizado en Condiciones de Medida Estándar (STC):

- Irradiación: 1.000 W/m<sup>2</sup>.
- Distribución espectral de AM 1,5G.
- Temperatura de la célula: 25 °C.

### 3.3.1.2. Soporte

Los módulos del generador fotovoltaico precisan de un sistema de soportes que cumpla con las necesidades de sustentación, orientación e inclinación necesarias para el correcto funcionamiento de los mismos.

A pesar de las ventajas técnicas en producción de energía eléctrica de soportes con seguidores solares de uno o dos ejes, su elevado coste no siempre los hace rentables para el caso particular de cada instalación.

El sistema de soportes elegidos para las características de ubicación y componentes de este proyecto, es un sistema de soportado fijo sobre tubos para plantas fotovoltaicas. Sistema SGA (Scalable Ground Arrays) de IRONRIDGE.



**Figura 3-4. Ejemplo montaje sistema SGA de IRONRIDGE**

El sistema se compone de un conjunto de tubos verticales de acero de 3" cimentados que soportan 2 líneas horizontales de tubos de acero de 3" colocados en sentido Este-oeste.

La diferencia de altura entre la línea superior e inferior define el ángulo de inclinación de los módulos, 30° respecto de la vertical.

La conexión entre los tubos horizontales y verticales se realiza con unos cabezales de amarre instalados en los tubos verticales que sujetan los tubos horizontales por medio de grapas de acero.

Entre ambas hileras se colocan raíles en sentido inclinado perpendicular a las líneas de tubo horizontales. A estos raíles se sujetan los módulos por medio de conjuntos tornillo y tuerca-mordaza sobre sus puntos de anclaje. En los extremos de los raíles se colocan mordazas de final de raíl para asegurar el montaje de la instalación y evitar el desplazamiento longitudinal de los módulos.

## EXHIBIT - A

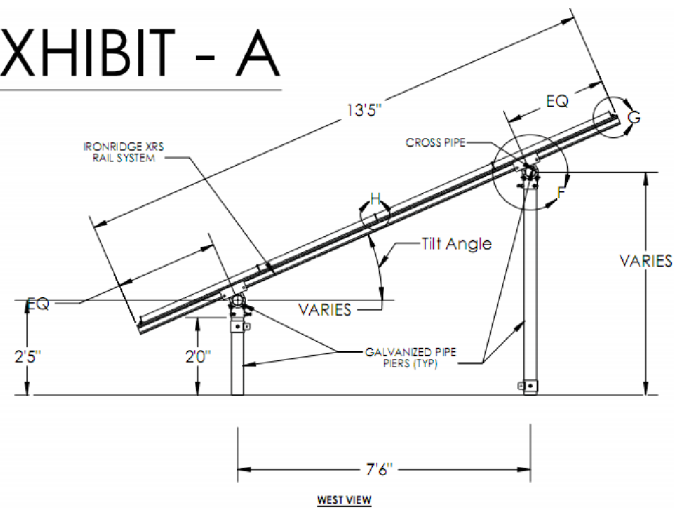


Figura 3-5. Diagrama de montaje sistema SGA de IRONRIDGE

### XRS Connector Assembly, 3" (29-7001-000)

Connects the XRS Extruded Rail to the pipe supports. Includes 3/8" bolts and nuts to anchor it to the XRS rail, as well as a 3/8" U-bolt, 2 nuts, washers, and lock washers.



### Cap Flat Top Assembly, 3" (70-0300-SGA)

Joins the horizontal cross members to the vertical piers. Includes 1/2-inch hardware (2 U-bolts, 4 nuts, washers and lock washers), 3 set screws, 3 jam nuts.



### XRS Extruded Rail (51-7000-xxx)

Provides support for the PV modules



### End Clamp Assembly (29-7000-xxx)

Clamps the outside ends of the PV modules to the XRS rails. Includes 1/4" hardware: 1 bolt and 1 flange nut.



Figura 3-6. Elementos sistema SGA de IRONRIDGE. Superior izquierda: grapa tubo-raíl; superior derecha: cabezal de amarre; Inferior izquierda: raíl para soportar módulos; inferior derecha: mordaza final de raíl.

En el caso de que las cargas previsibles de viento y nieve sobre el conjunto sean más elevadas que su capacidad de carga nominal, el sistema puede incluir unas uniones diagonales entre los tubos verticales para aumentar su resistencia a rotura.

Este moderno sistema de soportado de módulos para instalaciones fotovoltaicas ha sido desarrollado para instalaciones de gran superficie. Una de sus principales ventajas es



una reducción del coste en función del tamaño de la instalación al ser compartidos los tubos de sustentación y anclaje por varios módulos.

Otra ventaja que aporta el sistema SGA se produce al encontrarse los módulos elevados del suelo en todos sus bordes, evitando que los módulos se dañen o ensucien debido a la acción de la lluvia y el viento. Además de facilitar el acceso a su parte posterior para labores de conexión y mantenimiento.

En el caso del presente proyecto, para cada una de las 8 instalaciones se montan 30 estructuras formadas por 4 módulos de alto y 22 de largo, para evitar daños en el conjunto por los efectos de dilatación térmica. A continuación se suministran las características de las estructuras compuestas para una de las 8 subinstalaciones, siendo idéntico para todas ellas.

SISTEMA SOPORTE SGA DE IRONRIDGE	
Módulos totales	2.640
<b>Estructura</b>	
Número de estructuras	30
Lineas por estructuras	4
Columnas por estructuras	22
Largo superficie módulos	33 [m]
Ancho superficie módulos	4,02 [m]
Ángulo de inclinación	30°
Separación entre estructuras	8,00 [m]
Separación entre subestructuras	0,50 [m]
Orientación	0° Sur
<b>Soportes tubulares verticales (por estructura)</b>	
Distribución de soportes tubulares verticales	2x11
Distancia entre soportes tubulares verticales	2,28x3,00 [m]
Diámetro de soporte tubular vertical	7,61 [cm] (3")
Longitud visible de soportes tubulares verticales	0,75 y 2,02 [m]
Profundidad de cimentación	2,00 [m]
<b>Soportes tubulares horizontales (por estructura)</b>	
Número de soportes tubulares horizontales	2
Longitud de soportes tubulares horizontales	32,50 [m]
Diámetro de soporte tubular horizontal	7,61 [cm] (3")
<b>Raíl (por estructura)</b>	
Número de raíles	44
Longitud de raíl	4,02 [m]
Distancias entre raíles *	557 y 943 [mm]
*Las distancias entre raíles son alternas, siendo 943 mm entre raíles que sujetan un mismo módulo y 557mm entre raíles que sujetan diferentes módulos	

Tabla 3-5. Características sistema de soportado SGA

### 3.3.1.3. Cableados y protecciones de corriente continua

Los módulos del generador fotovoltaico generan energía eléctrica en corriente continua que debe ser transferida hasta los inversores para su conversión en corriente alterna.

Los cableados y protecciones de corriente continua realizan tanto las conexiones entre los módulos como la conexión de cada una de las subinstalaciones con su correspondiente inversor de corriente. [9]

El conjunto de las líneas, conexiones y protecciones de corriente continua de la planta se puede dividir en tres circuitos:

a) Circuito de conexión serie entre los módulos.

El correcto funcionamiento de los inversores requiere de una tensión mínima y máxima de entrada, 450V – 820V, conforme especificaciones del fabricante. La tensión suministrada por los módulos fotovoltaicos es de sólo 26,6Vp. Se hace necesario conectar un conjunto de módulos en serie hasta obtener una tensión suficiente a la entrada del inversor.

Para el proyecto que nos ocupa, con 22 módulos en serie, se obtiene una tensión total de 585,2 Vp a la entrada del inversor, que se ha considerado como óptima al permitir funcionar al inversor cuando los módulos trabajan por debajo de su potencia máxima, aprovechando más horas diarias de luz solar y no sólo aquellas en las que la radiación solar es máxima.

Las conexiones se realizan por medio de conductores S1ZZ-F aislamiento de HEPR con una sección de 4mm<sup>2</sup> posados sobre la propia instalación de módulos hasta las cajas de conexión ubicadas a los pies de los soportes.

Este circuito estará protegido contra sobreintensidades mediante fusibles en cada uno de los grupos de módulos del generador fotovoltaico que provoquen la apertura del circuito en caso de producirse una corriente superior a la admisible por los equipos o conductores de la instalación. Cada ramal poseerá dos fusibles de idénticas características eléctricas tipo G con una  $I_N$  de 10A, uno para el conductor de polaridad positiva y otro para el de polaridad negativa, ubicados en las cajas de conexión de rama.



**Figura 3-7. Ejemplo caja de conexión de rama.**

b) Circuitos de conexión de ramas o arrays de la instalación fotovoltaica.

Si bien es posible eléctricamente conectar todos y cada uno de los conjuntos serie de 22 módulos con el inversor, no es viable debido a los costes en cableado y la dificultad de conectar 120 líneas a la entrada de la conversión de corriente.

Para solventar esta dificultad se conectan los grupos serie manteniendo la tensión deseada y sumando las intensidades de cada uno de ellos mediante una conexión paralelo en el interior de las cajas de conexión de rama. El inversor posee dos entradas, por lo que inicialmente se podrían formar dos únicos arrays con los 2.640 módulos de cada una de las ocho subinstalaciones del generador fotovoltaico.

En el presente proyecto, por cada subinstalación se han agrupado conjuntos de 22 módulos en un solo array, obteniendo un total de 15 arrays o ramas con una intensidad cada uno de ellos de 63,20A.

El cableado necesario para la conexión con esta configuración entre los conjuntos de módulos y el monitor de líneas, se realiza por medio de cables unipolares RV-K con aislamiento de XPLE y una sección de  $185\text{mm}^2$ , instalados en canales protectores a lo largo de la planta de generación fotovoltaica.

Los circuitos de las ramas van desde las cajas de conexión de rama, a los pies de los soportes fotovoltaicos, hasta las cajas de conexión de inversor a la entrada del edificio de servicio.

El tramo de las ramas entre las cajas de conexiones de rama y las cajas de conexión de inversor se protegerá por medio de:

- Protección contra sobretensiones transitorias debidas a descargas atmosféricas indirectas con un descargador con una tensión máxima en

régimen permanente de 750V en corriente continua (inferior a la tensión máxima del sistema).

- Seccionamiento para mantenimiento y operación, por medio de interruptor seccionador con una intensidad de servicio de 115A y tensión de servicio de 750V.
- Protección contra sobreintensidades por medio de fusibles, tipo G con una  $I_N$  de 80A, uno para el conductor de polaridad positiva y otro para el de polaridad negativa.

c) Circuito de conexión con el inversor.

Las cajas de conexión de inversor poseen una única salida. Al existir 2 dos cajas de conexión por inversor, ambas salidas coinciden con las dos entradas posibles del inversor. A pesar de que la intensidad de corriente entre ambos equipos es muy elevada (474A), su reducida longitud, menor de 20 m, permite la utilización de un cableado de conexión relativamente pequeño en sección, siendo dos cables unipolares RV-K por fase con aislamiento de XPLE y una sección de  $2 \times 150 \text{ mm}^2$ , instalados en el tubo al aire bajo el suelo diseñado para tal efecto en el edificio de servicio en el que se encuentra, tanto el sistema de conversión de corriente como el centro de transformación de la instalación.

Las protecciones asignadas a este circuito están incluidas en el inversor de corriente y están dimensionadas para las características del mismo.

El controlador permanente de aislamiento es el encargado de detectar posibles faltas de aislamiento de los dos conductores (positivo y negativo) contra tierra. Formado por dos dispositivos, un vigilante de aislamiento y un activador de las protecciones con capacidad de corte, el control permanente de aislamiento forzará la apertura del circuito por medio de un seccionador motorizado en caso de que la tensión en el circuito disminuya por debajo de la tensión mínima de funcionamiento del inversor o sobrepase los 1000V de tensión máxima de funcionamiento del inversor.

El seccionador de potencia motorizado, tiene una capacidad de corte mayor de los 1242 A en corriente continua que es la intensidad máxima admisible por el inversor.

El descargador de sobretensión destinado a la protección contra las sobretensiones transitorias, debidas a descargas atmosféricas indirectas que pueden inducir una sobretensión en las ramas, debe soportar la tensión máxima del sistema, por lo que se utilizará un descargador con una tensión máxima de régimen permanente de 1000V en corriente continua.

Con estos tres circuitos se conforma el circuito en corriente continua de la planta de generación fotovoltaica siendo, a partir del inversor, una instalación eléctrica trifásica.



**Figura 3-8. Protecciones de circuitos. Arriba: izquierda: Fusible; derecha: Descargador. Abajo: izquierda: Interruptor-Seccionador; derecha: Monitor de Aislamiento.**

### 3.3.2. Conversión de Corriente

El sistema de conversión de corriente es el encargado de convertir la corriente continua generada en el generador fotovoltaico en corriente alterna.

El sistema está formado por 8 inversores de potencia, cada uno de los cuales recibe la energía eléctrica de una de las subinstalaciones del generador fotovoltaico, un circuito de corriente alterna que conecta los inversores con el sistema de conexión a Red y elementos de protección y control individuales para cada uno de los inversores.

La división del generador fotovoltaico en 8 subinstalaciones y la existencia de un elemento controlable independiente en el sistema de conversión de corriente para cada una de ellas permite:

- Operaciones de reparación y mantenimiento independientes para cada una de las subinstalaciones sin repercusiones en las restantes.
- Gestión independiente de las subinstalaciones en función de las necesidades de la planta o de la red de distribución.
- Ejecución escalonada de la construcción de la planta y puesta en marcha progresiva de la misma.

### 3.3.2.1. Inversor

Los inversores son dispositivos que reciben la corriente continua con tensión variable generada en los módulos solares, que convierten a la salida en corriente trifásica a una tensión fija.

Los inversores utilizados en el presente proyecto son Sunny Central 500HE del fabricante SMA, cuyas características principales y esquema interno son los siguientes:

SMA Sunny Central 500HE	
Potencia nominal de CC	509 [kW]
Potencia máxima de CC	560 [kWp]
Rango tensión MPP	450 - 820 [V]
Tensión máxima de CC	1.000 [V]
Corriente continua máx.	1.242 [A]
Potencia nominal de CA a 50°C	500 [kVA]
Potencia constante de CA a 25°C	550 [kVA]
Tensión nominal de CA	270 [V]
Frecuencia de red	50 [Hz]
Factor de potencia cosφ	0,9 ind ~ 0,9cap
Coeficiente de distorsión máxima	< 3%
Autoconsumo en funcionamiento	< 1.500 [W]
Autoconsumo en standby	< 100 [W]

Tabla 3-6. Características principales inversor SC 500HE

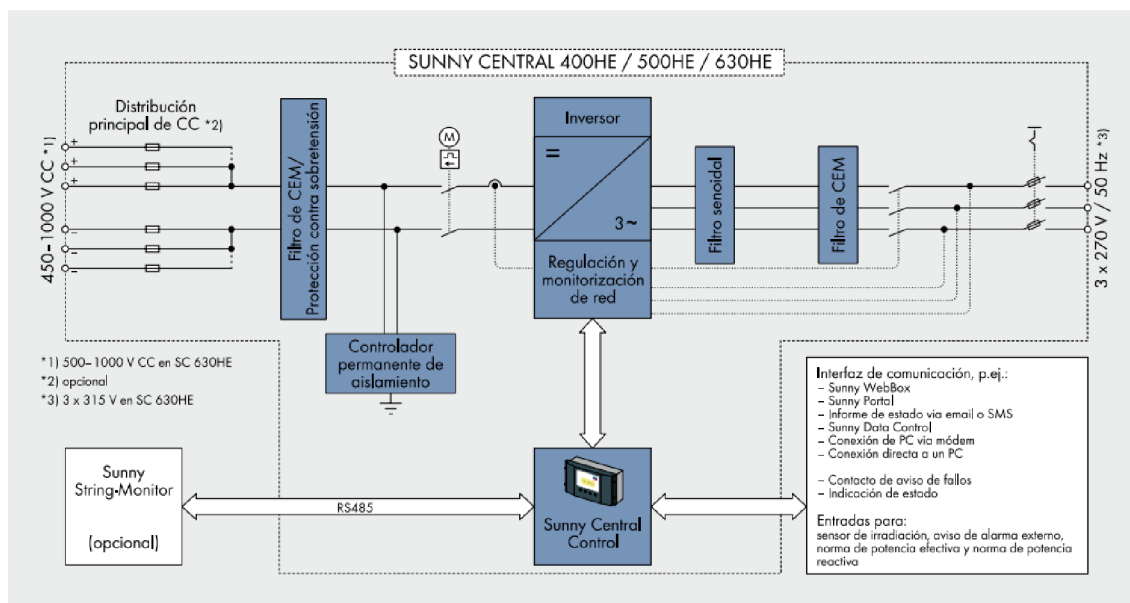


Figura 3-9. Esquema interno inversor SC 500HE



Los inversores industriales SMA SC500HE están diseñados para facilitar la gestión de la red de distribución, pudiendo operar de forma controlada por el gestor de la red de distribución, permitiéndole:

- Limitación de potencia durante periodos de 60 segundos en escalones de 100, 60, 30 y 0 por ciento de la potencia nominal, con el fin de evitar sobrecargas temporales en la red.
- Prescripción fija o dinámica del factor de potencia para  $\cos\phi$  entre 0,95 inductivo y 0,95 capacitivo.

Así mismo, reducen automáticamente la potencia efectiva inyectada conforme a una curva característica para frecuencias de red superiores a 50,1 Hz, evitando el fallo de la red eléctrica por exceso de generación, lo cual produciría una salida de sincronismo del mismo.

El sistema de monitorización y gestión del inversor tiene tanto una pantalla LCD para acceder a la información insitu, como conexión de telecomunicaciones RS232 para conectarse a un ordenador y a internet, permitiendo su uso de forma remota a través de aplicaciones vía web del fabricante.

Incorporan sistemas de protección activa como son interruptores de potencia y descargadores de tensión monitorizados en las entradas de CC y la salida de CA, que se complementan con el resto de las protecciones de la instalación.

Adicionalmente se puede incorporar al inversor un dispositivo de monitorización de líneas de CC, Sunny String Monitor. El dispositivo de monitorización realiza mediciones independientes de cada una de las líneas para detectar fallos.

Factor de dimensionado del inversor.  $F_{DI} = P_{MAX, INV} / P_{NOM, GEN}$

Debe ser de 0,85 a 1 para el sur de Europa, de forma que el coste del inversor sea óptimo para el aprovechamiento esperable de la energía solar por el generador fotovoltaico. [8] & [10]

Conforme a la ponencia para una inclinación 30°, el máximo rendimiento característico del sistema es de 83,8 (orientación sur)  $\rightarrow F_{DI} = 0,9$ .

#### 3.3.2.2. Cableados y protecciones de Corriente alterna BT

Los inversores se conectan al Centro de Transformación por medio de líneas eléctricas CA con sus correspondientes protecciones en los cuadros de BT de los transformadores.

A la salida del inversor disponemos de una corriente alterna trifásica a una tensión de 270V que podría ser utilizada directamente con una pequeña transformación gracias a su elevado factor de potencia y reducido índice de distorsión armónica, características éstas que han mejorado de forma muy significativa en los últimos años en el diseño y fabricación de los inversores industriales.

Sin embargo, para su suministro a la red, una tensión baja implica unas pérdidas de transporte proporcionales a la potencia que se desea suministrar, además de la obvia necesidad de conexión a una tensión igual a la de red. Para una central como ésta de 4 MVA, esas pérdidas pueden alcanzar valores que la convertirían en un proyecto económicamente inviable.

Para evitar estos problemas es necesaria una transformación de tensión que eleve la tensión de salida del inversor a una tensión lo suficientemente elevada como para que la reducción en la intensidad minimice la pérdidas, además, esa tensión ha de coincidir con la tensión de red de distribución de la zona en la que se ubique. Esta transformación, como ya se ha indicado anteriormente, se realiza en el centro de transformación convirtiendo los 270V en 15KV.

Las conexiones entre los inversores y el centro de transformación se realizarán por el espacio bajo el suelo del edificio diseñado a tal efecto, como una galería ventilada.

La ubicación próxima entre los inversores y los cuadros de BT del Centro de Transformación asegura una mínima pérdida en esta conexión.

La conexión se realizará por medio de líneas trifásicas de cables unipolares RZ1-K por fase con un aislamiento de XPLE y sección 3x300 mm<sup>2</sup>.

Las protecciones del circuito de corriente alterna en baja tensión se encuentran en el interior de los inversores por medio de fusibles seccionables que permiten su monitorización remota por medio de una conexión con un ordenador u otro sistema de conexión a una red de telecomunicaciones.

El resto de protecciones del circuito se encuentran integradas en el centro de transformación dentro de los cuadros de BT.

### 3.3.3. *Conexión a red*

La generación de energía eléctrica tiene como último objetivo el consumo de la misma por una multitud de dispositivos y tecnologías que son, actualmente, la base de nuestra sociedad.

Existe una división entre los diferentes tipos de generación eléctrica según sea su relación con el consumo. Así pues, cuando su consumo se realiza en la proximidad de la generación y sirve para alimentar a un determinado consumo, es una generación de electricidad aislada. Por el contrario, la generación conectada a red es aquella que suministra energía a una red, preferentemente mallada, a la que se conectan los usuarios que consumen energía eléctrica.

Una red es compartida tanto por suministradores o generadores como por consumidores, existiendo un equilibrio entre ambos para que la energía consumida sea siempre igual a

la energía generada menos las pérdidas en la red. El concepto de negocio de una planta de generación de energía eléctrica es, por lo tanto, el suministro de esa energía que necesitan los consumidores.

En el caso de una generación aislada, el negocio consiste en satisfacer las necesidades energéticas propias o directamente de un tercero. Mientras que en el caso de la generación conectada a red se satisfacen las necesidades de la red, que son el conjunto de todos los consumidores de la misma y las pérdidas ocasionadas en ésta. Como la energía eléctrica no se puede almacenar en grandes cantidades, la generación aislada solo puede existir para pequeños consumos o produciendo en función de las necesidades de la demanda. Mientras que en el caso de la red, a pesar de existir la misma dependencia entre generación y consumo, el tamaño de la misma reduce las variaciones individuales de consumo permitiendo la existencia de grandes generaciones constantes.

En el presente proyecto, la planta de generación tiene como objetivo conectarse a la Red Eléctrica Española para poder suministrar toda su energía producida.

La conexión a la red eléctrica tiene que realizarse cumpliendo con una serie de requisitos tanto técnicos como legislativos que son impuestos por el Ministerio de Industria y la empresa responsable de la red en la zona de conexión.

Para una generadora con una potencia de diseño de 4 MVA, el punto de conexión, normalmente una subestación de transformación o enlace, debe ser capaz de recibir y redistribuir el total de la potencia que le sea suministrada por la instalación generadora. A demás, debe estar lo más próxima posible a la instalación generadora, para reducir tanto las pérdidas eléctricas en la conexión, como los costes económicos de su ejecución.

Para el presente proyecto el punto de enlace seleccionado es la subestación de Escalona del Prado. Esta subestación se encuentra a una distancia de 1,65 Km de la ubicación de la planta fotovoltaica.

La conexión entre la subestación y la planta eléctrica se realiza por medio de un centro de transformación que convierte la tensión en la planta a la tensión de la red 15KV y de una línea aérea de media tensión entre el primario de los transformadores de la planta y la subestación.

#### *3.3.3.1. Centro de transformación*

El centro de transformación es una instalación provista de uno o varios transformadores que aumentan o reducen la tensión en su secundario BT y su primario tensión de red MT, incluida su aparamenta.

Los componentes básicos de un centro de transformación son:

- Celdas de línea: las cuales permiten aislar cada una de las líneas de la red que llegan al CT.
- Celdas de protección: que sirven para proteger cada uno de los transformadores del CT y el conjunto de la instalación de MT.
- Embarrado de MT: elementos conductores que conectan eléctricamente cada uno de los elementos de la aparamenta de media tensión.
- Transformadores: Elemento transformador de la tensión conforme a una relación dada en su diseño. Responsable de la transformación entre la tensión de red MT y la tensión de la instalación en BT. Tiene un bobinado primario en triangulo al que llega la línea de MT y uno o más bobinados secundarios en estrella con neutro para la conexión de BT.
- Celda de salida de baja tensión: una por cada devanado secundario del transformador para dar conexión a la instalación de BT.

En el presente proyecto se ha incluido un centro de transformación con un total de 4MVA instalados para aumentar la tensión a la salida de los inversores, 270V, hasta la tensión de la red de distribución, 15kV.

El centro de transformación se encuentra en el mismo edificio que los inversores, quedando un paramento físico entre ellos.

Consta de una celda de línea, una celda de protección general, una celda de medida, 4 celdas para la protección de los transformadores, 4 transformadores, 6 cuadros de BT y los puentes de MT y BT para conectar todos los elementos entre sí. El esquema unifilar de la instalación se puede ver en el Plano 4.1.

Se ha escogido el conjunto de aparamenta de MT del fabricante ORMAZABAL, celdas GCM Cosmos. Sistema de celdas modulares de aislamiento y corte en gas, extensibles "in situ" a derecha e izquierda, sin necesidad de reponer gas. Para la descripción de cada uno de los componentes de la aparamenta de MT ver el ANEXO 4.

Los 4 transformadores aumentadores de la planta son de la marca Cotradis con neutro accesible en el secundario que será puesto a tierra. Presenta las siguientes características:

TRANSFORMADOR	
Potencia nominal	1.000 [kW]
Tensión en MT	15 [kV]
Tensión BT (B1)	270 [V]
Tensión BT (B2)	420 [V]
Tensión de cc (Ecc)	6%
Refrigeración	ONAN
Grupo de conexión	Dyn11
Autoprotección	Termómetro

**Tabla 3-7. Transformador COTRADIS 1000KVA**

En cada uno de los cuadros de BT del centro de transformación se emplaza un interruptor automático de 3.200 A y 2 bases portafusibles.

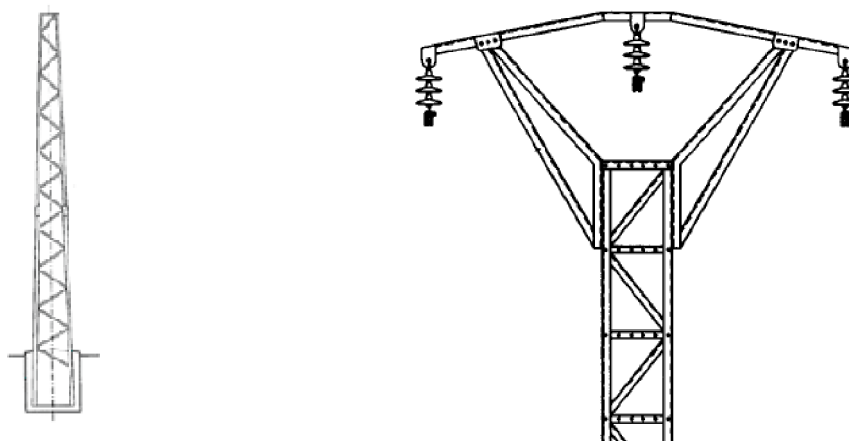
La aparamenta de media tensión dispone de sistemas de protección para el conjunto de la instalación frente a cualquier incidente que se produzca en la línea aérea o en la planta. Estas protecciones están formadas por celdas metálicas con aislamiento y corte en gas, existiendo una protección de fusibles 3x80A para cada uno de los 4 transformadores, y una celda común para todos con un interruptor automático de vacío con una intensidad nominal de 400A, además de los interruptores seccionadores en la celda de línea.

### 3.3.3.2. Línea de MT para conexión a Red

La línea eléctrica de media tensión ha sido diseñada conforme al Reglamento de Líneas Aéreas de Alta Tensión, y se han calculado sus principales características, tanto eléctricas como mecánicas, en el ANEXO 5.

Se trata de una línea eléctrica trifásica a 15KV formada por un único circuito con un sólo conductor por fase, trazada paralelamente a la carretera SG-P-2213 entre la planta fotovoltaica y la subestación, en un único cantón con una separación entre apoyos de 100 m, excepto en el primer y último apoyo a la salida de la planta y a la llegada a la subestación que es de 75 m.

Los apoyos de la línea son de celosía con una altura total de 10 m y un armado en su parte superior para el grapado de los conductores con forma de bóveda. Modelos Acacia-C o similar para los apoyos y armados de bóveda Acacia-C tipo D2 o similar.



**Figura 3-10. Ejemplos de apoyo de celosía con cimentación (izquierda) y armado de bóveda (derecha).**

La sustentación de los conductores se realizará por medio de cadenas de amarre en los extremos, y de suspensión en todo el trazado central. Estas cadenas precisan de un único

aislador de vidrio E70/127 para asegurar el correcto aislamiento entre el conductor y las partes en tensión de la línea.

El conductor elegido para la línea ha sido un conductor desnudo de aluminio con refuerzo de acero, LA-80, compuesto por 30 alambres de aluminio y 7 alambres de acero galvanizado, en una disposición concéntrica con una sección total de  $74,4 \text{ mm}^2$ .



**Figura 3-11. Ejemplo de conductor desnudo de aluminio con refuerzo de acero.**

La línea tiene una capacidad de transporte suficiente para toda la energía suministrada por la central y cumple con toda la normativa vigente de distancias de seguridad.

Al transcurrir la línea paralelamente a la carretera SG-P-2213, su impacto en el entorno es mínimo siendo además fácilmente accesible para su mantenimiento o eventual reparación.

Para la ejecución de la línea es necesaria su declaración como utilidad pública y la necesidad de ocupación de los bienes necesarios para su realización y explotación, vía expropiación o servidumbre conforme a la ley de 16 de diciembre de 1954 sobre expropiación forzosa.

#### *3.3.4. Puesta a tierra.*

Toda instalación compuesta por elementos metálicos y/o conductores, en especial aquellas instalaciones en las cuales se haga uso de la energía eléctrica, precisan de una instalación de puesta a tierra, tanto para mantener la seguridad de las personas, como el correcto funcionamiento de los sistemas de protección de la instalación eléctrica.

La puesta a tierra de una instalación evita la existencia de contactos indirectos. Los contactos indirectos son aquellos en los que una persona entra en contacto con un elemento conductor que, aunque no se encuentra conectado a ninguna instalación eléctrica, sí se encuentra cargado eléctricamente por efectos capacitativos, o retornos de corriente.

La puesta a tierra de una instalación consiste en la creación de un conjunto equipotencial con todos los elementos conductores no activos de la instalación, y realizar a su vez la conexión del conjunto con la tierra por medio de picas, anillos enterrados... etc.



La calidad de la puesta a tierra de una instalación viene dada por su resistencia de puesta a tierra. Cuanto menor es la resistencia de puesta a tierra, más fácilmente se drenará la carga eléctrica no deseada al terreno y más segura será la instalación.

Otro de los valores a tener en cuenta en una puesta a tierra es la tensión de paso, que es la tensión existente entre los pies de una persona que camine por la instalación en el momento en que se drena una elevada intensidad a tierra por causa de un fenómeno meteorológico o de un fallo importante en la instalación. El valor de esta tensión, que debe ser lo suficientemente reducido como para evitar riesgos a las personas, es directamente proporcional a la resistencia de tierra.

Existen varias partes importantes en una instalación de puesta a tierra, como son el terreno, tomas de tierra, línea principal de tierra, derivaciones de la línea principal de tierra y conductores de protección.

Las características del terreno es uno de los factores principales del valor de puesta a tierra, puesto que no todos los tipos de terreno son capaces de absorber la corriente eléctrica con la misma facilidad y velocidad.

Tomas de tierra son las conexiones eléctricas entre la instalación de puesta a tierra y el terreno, formada en la mayoría de los casos por picas enterradas, anillo conductor enterrado o un conjunto de ambos. La cantidad de picas o la longitud del anillo enterrado dependerán, principalmente, de las cualidades del terreno, utilizando, por ejemplo, un mayor número de picas en los terrenos menos conductivos. De esta forma, se asegura una baja resistencia de tierra de una forma más independiente del terreno.

Las líneas principales de tierra son los conductores que conectan la instalación de puesta a tierra con las tomas de tierra. Las derivaciones de las líneas principales son las conexiones de los conductores de protección con las líneas principales.

Los conductores de protección son las conexiones entre los elementos susceptibles de riesgo de contacto indirecto, o masas, y las derivaciones de las líneas principales.

Además de las masas, también se pueden conectar a tierra los elementos de neutro y las referencias de tensión de los equipos electrónicos.

Todas las masas de la planta de generación fotovoltaica estarán conectadas a redes de tierra independientes para los sistemas de generación fotovoltaica, conversión de corriente y conexión a red. Cada una de estas puestas a tierra estará formada por un conjunto de picas de cobre enterradas. Las conexiones de todos los elementos de la instalación de puesta a tierra se realizarán por medio de bornes u otros elementos de conexión que aseguren una mínima resistencia y la capacidad de soportar las elevadas intensidades que se podrían llegar a dar en el sistema.

#### 4. ANALISIS DE LA INSTALACIÓN

El uso de la energía solar en España aplicada a procesos fotovoltaicos, desde pequeñas instalaciones como puede ser el alumbrado urbano hasta grandes instalaciones como la central fotovoltaica descrita en este proyecto, es función de la evolución de la rentabilidad de la misma, que depende de factores económicos tales como: coste de los combustibles, coste de los equipos solares, tasa de interés del dinero, índice de inflación, normativa tarifaria, etc.

La viabilidad de la energía solar fotovoltaica para producir energía eléctrica para viviendas aisladas, viviendas conectadas a la red de locales comerciales e industriales, para iluminación pública, para abastecimiento de agua, para telecomunicaciones, para locales agrícolas, etc..., depende de necesidades no sólo económicas, sino de accesibilidad a suministro, mantenimiento, reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>.

Desde el punto de vista económico, el elevado coste de estas pequeñas instalaciones debe ser amortizado con su producción, siendo el beneficio esperado de la instalación el ahorro total o parcial de la energía eléctrica consumida de la red. En este caso el valor decisivo para la rentabilidad de la instalación es el precio por unidad de potencia activa contratado con el comercializador de energía eléctrica.

Para las grandes instalaciones fotovoltaicas, el único factor que determina su viabilidad es el económico, puesto que se trata de negocios suministradores de energía eléctrica a la red. La rentabilidad de una instalación de gran tamaño se ve afectada principalmente por unos pocos factores fáciles de identificar: el coste de la instalación, la producción de la misma, el precio de venta y costes de mantenimiento y operación. A excepción del precio de venta del kWh, el resto de los factores pueden ser ajustados a la máxima rentabilidad en la fase de diseño de la instalación, en la medida que lo permitan las tecnologías existentes y el estado del mercado de componentes.

El precio de venta está actualmente fijado por los órganos de gobierno correspondientes (Ministerio de Industria) y es el factor decisivo en la rentabilidad y futuro crecimiento de estas instalaciones.

#### 4.1. Análisis Energético de la instalación

En este proyecto se ha utilizado la herramienta PVsys para la estimación de la energía producida en un año. Esta herramienta permite realizar un cálculo de producción en función de unas condiciones ambientales dadas, tanto para componentes de la instalación de la base de datos como para los introducidos por el usuario. Adicionalmente permite considerar en el cálculo tanto la existencia de sombras como de obstáculos en la proyección solar sobre los módulos.

##### 4.1.1. Resultados de la simulación

Para realizar la simulación se han utilizado los siguientes parámetros:

- Condiciones medioambientales definidas en el apartado 3.2.1.
- Características de la instalación diseñada en el punto 3 del proyecto con una potencia global en el generador de 4.435 kWp.
- Orientación sur con una inclinación de 30°.
- Inexistencia de sombras u obstáculos; ambas posibilidades han sido eliminadas en la elección de la ubicación y localización (Apartado 3.2)

El resultado de la simulación aporta una producción prevista en el generador fotovoltaico de 6.592,11 MWh/año, con una producción anual por kW instalado de 1462 kWh.

##### 4.1.2. Balance energético

El sol suministra energía en forma de irradiación solar. Para la producción de electricidad, esta energía es captada y convertida por medio de células fotovoltaicas. La tecnología actual es capaz de un pequeño aprovechamiento de la energía solar, menor en la mayoría de los casos al 17% (rendimiento de las células fotovoltaicas).

Adicionalmente existen pérdidas inherentes al propio proceso; la temperatura e irradiación sobre las células no es constante durante todas las horas solares anuales, por lo que los módulos no trabajan durante todo el tiempo solar disponible a su máximo rendimiento.

El transporte, conversión y transformación de la energía eléctrica, a pesar de tener elevados rendimientos, añaden pérdidas adicionales debido al calentamiento de los diferentes dispositivos necesarios.

Para poder evaluar el rendimiento se ha realizado un balance energético en el que se compara la energía suministrada por el sol, la energía a la salida de los módulos FV y la energía suministrada a la red. Con estos valores se espera evaluar la eficiencia en el funcionamiento del proyecto fotovoltaico propuesto.

El rendimiento FV es la relación entre la radiación solar incidente en el generador fotovoltaico y la energía suministrada por el generador. Sus factores más importantes son la calidad de los módulos fotovoltaicos, la orientación o uso de seguidores solares, la presencia de sombras y la temperatura ambiente.

El rendimiento eléctrico es la relación entre la energía suministrada por el generador y la energía suministrada a la red. Sus factores más importantes son la calidad de los inversores y transformadores, la longitud y sección de los cableados de conexión de los diferentes elementos y la cantidad y tipo de elementos de control, protección y medida en la instalación.

El rendimiento total es la relación entre la radiación solar incidente en el generador fotovoltaico y la energía suministrada a la red, siendo este rendimiento el total del conjunto de la instalación.

BALANCE ENERGETICO			
Descripción	%	Potencia [MWh/año]	Total [MWh/año]
Irradiancia Solar efectiva		55669,33	55669,33
Pérdidas por conversión FV	85,78	47755,83	7913,50
Pérdidas nivel de Irradiancia	3,60	284,89	7628,61
Pérdidas por T <sup>a</sup>	8,29	632,76	6995,85
Pérdidas defectos de fabricación	2,74	191,34	6804,51
Pérdidas mismatch	2,14	145,82	6658,69
Pérdidas Cableado	1,00	66,59	6592,10
Pérdida Inversor	1,60	105,47	6486,63
Pérdida Transformador	2,20	142,71	6343,93
RENDIMIENTOS			
	%		
Rendimiento FV	11,96		
Rendimiento Eléctrico	95,27		
Rendimiento total	11,40		

**Tabla 4.1 y 4.2: Balance energético de la planta, cálculo de generación suministrada a la red y rendimientos de la planta.**

## 4.2. Análisis medioambiental

El análisis medioambiental de la generación eléctrica está por un lado supeditado a la necesidad de satisfacer la demanda de energía eléctrica del mercado español y por el otro a la sociedad española, cada vez más preocupada por los efectos en el medioambiente originados por el ser humano debido al uso de los recursos y de la gestión de los residuos originados en los procesos industriales.

Esta preocupación ha promovido una solicitud cada vez mayor de medidas legislativas que salvaguarden el entorno para las generaciones futuras. No sólo la legislación y los organismos gubernamentales son responsables de velar por los efectos sobre el medioambiente, también las empresas deben desarrollar, perfeccionar e implantar tanto tecnologías como métodos de trabajo que permitan reducir el impacto de su actividad, así como que los usuarios de las mismas realicen un consumo responsable de los recursos.

Actualmente no existen dudas acerca de las ventajas medioambientales de la utilización de sistemas fotovoltaicos en la generación eléctrica. La principal de todas ellas es la nula creación de residuos tanto gaseosos como sólidos.

Los sistemas de generación eléctrica que obtienen la energía por medio de la combustión; Centrales de Carbón, Gasolina/Fuel, Gas, Ciclo combinado, RSU...etc, producen gases de efecto invernadero  $\text{CO}_2$  y gases tóxicos  $\text{CO}$ ,  $\text{NO}_x$  y  $\text{SO}_2$ , responsable este último de la lluvia ácida.

A pesar de la creciente implantación de centrales de ciclo combinado y las tecnologías correctivas de la combustión de carbón, en 2010, las centrales con tecnologías basadas en la combustión expulsaron a la atmósfera más de 58 Millones de toneladas de  $\text{CO}_2$  en España. La inclusión de la planta proyectada en la red ocasionaría una reducción en las emisiones de  $\text{CO}_2$  entorno a 3500 Tn por año, calculado con los datos del informe preliminar de 2011 de REE.

Otras tecnologías de centrales que no producen gases de efecto invernadero como nuclear, hidráulica y eólica, poseen sus propias limitaciones.

A pesar de la ausencia de emisión de gases, la energía nuclear es generadora de residuos radioactivos de difícil gestión, entre otros motivos por su largo periodo de actividad ( $\text{Pu}^{240} \approx 6.6$  Miles de años,  $\text{Np}^{237} \approx 2,13$  Millones de años).

La energía hidráulica es una de las energías de menor impacto ecológico y mayor potencial de generación eléctrica. En España se encuentra próxima a su máximo aprovechamiento, por lo que no es una solución viable al aumento de la demanda energética ni al reemplazo de las centrales térmicas y nucleares existentes.

La energía eólica posee unas ventajas comparables a la de la energía fotovoltaica al tener un mínimo impacto medioambiental, pero los grandes generadores eólicos están limitados a unas determinadas condiciones de viento que sólo se dan en determinadas ubicaciones.

La energía fotovoltaica tiene un mínimo impacto ambiental en comparación con las otras tecnologías disponibles para su función.

El impacto medioambiental originado por la implantación de la planta de generación eléctrica se puede dividir en cuatro tipos:

- Consumo energético y generación de residuos.
- Daños en la flora y fauna.
- Impacto visual.
- Utilización del suelo

Para el caso de la presente instalación el impacto previsto para cada uno de los tipos es de carácter reducido o nulo.

Durante su fase de operación, la energía solar fotovoltaica no tiene prácticamente ningún consumo energético ni ninguna emisión de gases contaminantes a la atmósfera. Los únicos consumos se originan por las tareas de operación y mantenimiento de la planta.

De igual forma, la generación de residuos se produce únicamente durante las tareas de mantenimiento de la planta en la forma de elementos estropeados u obsoletos, que serán trasladados a centros adecuados para su gestión.

No se esperan daños en la flora y fauna de la zona, al no producirse durante la actividad de la planta residuos ni ruidos que puedan afectar a la misma. Durante la fase de implantación, la proximidad de vías de acceso elimina la necesidad de crear perjuicios en el entorno, perjuicios susceptibles de requerir acciones paliativas o de restauración medioambiental de los terrenos colindantes.

El impacto visual es de difícil evaluación, pero en el caso del presente proyecto no debe considerarse un impacto de gran magnitud al tratarse de una zona eminentemente rural en la que no se espera afluencia turística, y tener una cantidad reducida de población.

La planta ocupa un terreno de ~12 ha, originalmente utilizado para el cultivo de cereal, con una producción media anual estimada de 2.350 Kg/ha [Dirección General de Desarrollo rural. Centro de Técnicas Agrarias nº144]. El terreno no presenta árboles ni construcciones. Actualmente el terreno no es productor de importantes beneficios ambientales, sociales o económicos que sean perdidos por su cambio de utilización.

A pesar del reducido impacto medioambiental de la implantación y explotación de la planta proyectada, la fabricación de los módulos fotovoltaicos consume una determinada energía (embodied energy) y conlleva unas emisiones (embodied emissions). Este consumo energético y cantidad de emisiones contaminantes dependen, entre otros muchos factores, de la localización de la instalación, de las tecnologías empleadas, del tipo de energía empleada en cada uno de los procesos, etc. Actualmente la energía generada por un módulo fotovoltaico en toda su vida (más de 25 años) es mucho mayor que la energía utilizada en su fabricación.

### 4.3. Análisis económico

El análisis económico de un proyecto consiste en el cálculo de la rentabilidad prevista del mismo a lo largo del periodo de la actividad. De su posterior evaluación, junto con el resto de ventajas, inconvenientes y riesgos, se obtiene la viabilidad real del proyecto.

El objetivo de una instalación privada con las características proyectadas es el beneficio económico originado del pago de la energía vertida a la red. Este es el motivo por el que la rentabilidad de una instalación es el factor más determinante para la ejecución de este tipo de proyectos.

#### *4.3.1. Presupuesto y gastos de explotación*

Conforme al presupuesto de ejecución adjunto en el Anexo 6, el coste total de la planta es de: 20,67 M€.

Como se puede observar, la inversión inicial de capital para realizar proyectos de esta envergadura es muy elevada, especialmente el capítulo de equipamientos industriales. En situaciones normales es necesaria una capitalización parcial de la inversión por medio de financiación externa.

Este tipo de financiaciones, además de permitir el acceso a la ejecución del proyecto a pequeños y medianos inversores, añade la ventaja de reducir la pérdida de capital mobiliario por parte del promotor del proyecto. En el caso de una financiación, es necesario descontar de los beneficios previstos de la explotación los intereses devengados del préstamo.

La explotación de la planta de generación conlleva unos gastos inherentes al propio funcionamiento de la misma, siendo éstos los gastos de explotación que se dividen en operación y mantenimiento.

Los gastos de operación se pueden definir como todos aquellos gastos necesarios para la operación y control de la explotación, normalmente definidos como materias primas, masa salarial, herramientas y útiles, gastos en servicios no productivos, etc.

En el caso de una planta de generación fotovoltaica como la diseñada, los gastos de operación son, principalmente:

- Gasto energético en monitorización y control.
- Personal de monitorización o control.
- Telecomunicaciones.
- Financieros y administrativos.



Los gastos de mantenimiento engloban a todo aquel personal y material necesario para asegurar el correcto funcionamiento de la planta, ya sea este mantenimiento correctivo, preventivo o predictivo.

El mantenimiento correctivo, también denominado “mantenimiento reactivo”, tiene lugar después de que ocurra un fallo o avería, es decir, sólo se actuará cuando se presente un error en el sistema. En este caso, si no se produce ningún fallo, el mantenimiento será nulo, por lo que se tendrá que esperar hasta que se presente el desperfecto para tomar medidas de corrección de errores. Este mantenimiento trae consigo consecuencias negativas en el proceso productivo:

- a. Paradas no previstas en el proceso, disminuyendo las horas operativas.
- b. Elevados costes por reparación y repuestos no presupuestados, obligando a disponer de un elevado activo no invertido o una gran cantidad de repuestos inmovilizados.
- c. No es predecible el tiempo que el sistema estará fuera de servicio.

Para esta planta fotovoltaica, el mantenimiento correctivo no es diferente del de cualquier otra instalación industrial. La única particularidad de la planta es la ausencia de personal de mantenimiento en la misma, funcionando de forma remota.

Al producirse una falla el sistema desconecta la subinstalación correspondiente de la red y emite un aviso al servicio de mantenimiento que se personará en la planta para realizar las acciones de reparación necesarias. Este método de funcionamiento reduce los costes de mantenimiento, pero aumenta considerablemente los tiempos durante los cuales el sistema queda fuera de servicio durante la reparación de una falla.

El mantenimiento preventivo o “mantenimiento planificado”, tiene lugar antes de que se produzca un fallo o avería. Se realiza bajo condiciones controladas sin la existencia de ningún error en el sistema. La planificación y realización de las tareas de mantenimiento preventivo se obtiene de los manuales de los fabricantes y de la experiencia del personal de mantenimiento.

En el plan de mantenimiento se estipulan las tareas a llevar a cabo y los periodos para su realización. Las características principales del mantenimiento preventivo son:

- a. Al ser planificables las tareas, se pueden llevar a cabo durante periodos no productivos, por lo que se aprovechan las horas con menores irradiaciones solares y nocturnas.
- b. La existencia de un programa previamente elaborado permite el aprovisionamiento previo de las herramientas y repuestos necesarios.
- c. Los tiempos necesarios para las operaciones de mantenimiento son predecibles y planificables.

- d. Permite contar con un historial de todos los equipos y brinda la posibilidad de realizar actualizaciones con las consiguientes mejoras en el funcionamiento.
- e. Permite ajustar con mayor precisión la partida anual para mantenimiento del presupuesto anual.

La planta fotovoltaica proyectada basa principalmente su mantenimiento en el sistema preventivo. Los equipos fotovoltaicos están diseñados para trabajar en ubicaciones aisladas y condiciones adversas, por lo que precisan de pocas tareas de mantenimiento y muy espaciadas en el tiempo.

El mantenimiento predictivo consiste en determinar en todo instante la condición técnica real de los elementos de la planta durante el funcionamiento de la misma, para ello es necesaria la monitorización de los parámetros más importantes de cada uno de los equipos. El sustento tecnológico de este mantenimiento consiste en la aplicación de algoritmos matemáticos agregados a las operaciones de diagnóstico, que juntos pueden brindar información referente a las condiciones del equipo. Tiene como objetivo disminuir las paradas por mantenimientos correctivos y preventivos, al detectar la posibilidad de fallo antes de que éste se produzca y comprobar la necesidad real de mantenimiento preventivo para cada elemento, evitando actuaciones previstas no necesarias.

La eficiencia en el mantenimiento de una instalación viene determinada por la reducción de los gastos de mantenimiento, tanto directos (personal, recambios y herramientas) como indirectos (tiempos de parada en la producción). El óptimo de eficiencia se produce al disminuir al mínimo posible las tareas de mantenimiento correctivo, por lo impredecible de estas tareas y sus elevados costes indirectos.

Aunque es imposible eliminar el mantenimiento correctivo ya que siempre se producen accidentes, defectos de fabricación, errores de utilización, actos vandálicos, etc., las acciones de tipo preventivo y la inversión en predicción de fallos pueden disminuir significativamente todas las tareas correctivas originadas por el envejecimiento de los equipos y materiales.

Para el presente proyecto, la monitorización y la operación normal del sistema se puede realizar de forma remota e incluso por parte de la compañía de conexión. Los componentes principales tienen actualmente funcionamientos garantizados hasta un periodo de 25 años, y se ha integrado un sistema de monitorización y protección de los componentes más costosos de la instalación, inversores y módulos. Teniendo en cuenta todas estas medidas, los costes de explotación (operación y mantenimiento) se han estimado para el análisis económico de la planta en un 0.08% anual del presupuesto, teniendo en cuenta que para un periodo de explotación de 25 años, los gastos de mantenimiento en el final de la vida útil de la instalación serán más elevados.

Estos costes, a lo largo de la vida estimada de la instalación, se componen de una parte fija a lo largo del tiempo, gastos de operación, y una parte variable creciente, los gastos de mantenimiento, debido a los efectos del envejecimiento de los dispositivos y materiales en los costes de explotación.

#### *4.3.2. Condiciones de tarificación regulada*

En el mercado eléctrico, la oferta y la demanda siempre están igualadas, puesto que en cada momento sólo se puede generar una cantidad de energía igual a la que se está consumiendo. El precio al que los suministradores venden energía al sistema eléctrico español se establece por casación de oferta-demanda en el mercado diario.

Una planta de generación eléctrica conectada a red, generalmente, sólo podrá suministrar en aquellos tramos horarios en los que esté dentro de la casación y el precio de compra de esa energía por parte de la red será el de casación.

Las instalaciones fotovoltaicas pertenecen a las instalaciones productoras de energía en régimen especial, conforme al Art.2 del RD 661/2007 por el que se regula la producción energética de instalaciones en régimen especial, grupo b1.1: Instalaciones que utilizan únicamente la radiación solar como energía primaria por medio de tecnología fotovoltaica.

Las instalaciones en régimen especial tienen derecho a “Transferir al sistema a través de la compañía eléctrica distribuidora o de transporte su producción neta de energía eléctrica o energía vendida, siempre que técnicamente sea posible su absorción por la red” Art. 17 del RD 661/2007, pudiendo estas instalaciones suministrar a la red la totalidad de su producción independientemente del sistema de casación.

La retribución prevista para las instalaciones en régimen especial varía en función del tipo y potencia de la misma.

Para el caso de la generación fotovoltaica, el RD 1578/2008 y su posterior modificación en el RD 1565/2010, dividen las instalaciones generadoras fotovoltaicas en 2 tipos, tipo primero para generadoras sobre cubiertas, fachadas o estructuras de edificaciones con usos independientes de la función generadora de energía eléctrica con un consumo mínimo del 25% de la potencia fotovoltaica instalada, y tipo segundo para el resto de instalaciones. El presente proyecto pertenecería al tipo segundo por tratarse de una instalación no ubicada sobre edificaciones ni estructuras con uso propio.

Así mismo, el RD 1578/2008 establece un sistema de convocatorias de potencia fotovoltaica instalable, para las cuales el valor de la retribución varía para cada una de ellas, en función de la potencia instalable frente a la de la anterior convocatoria y la tarifa de la anterior convocatoria, siendo el periodo de validez de la retribución de 25 años.

Adicionalmente, en el RD 1565/2010, se aprobó una reducción extraordinaria de las tarifas de producción fotovoltaica. En el caso de las instalaciones de Tipo II de un 45%.

Para la convocatoria del primer trimestre de 2012, conforme a la creación del registro de pre-asignación de retribución para instalaciones fotovoltaicas, el Ministerio de Industria ha establecido la tarifa para instalaciones fotovoltaicas del Tipo II en:

12.1716 c€/kWh.

El RD 1565/2010 establece, además de sanciones por el incumplimiento de la calidad del servicio, una gratificación del 4% para aquellas instalaciones con un factor de potencia entre 0.995 capacitivo y 0.995 inductivo. Actualmente no se ha podido encontrar ningún fabricante de inversores industriales asegure un factor de potencia dentro de esos rangos.

#### 4.3.3. Estudio de rentabilidad financiera

Rentabilidad es una noción que se aplica a toda acción económica en la que se utiliza una inversión para obtener unos resultados. La rentabilidad es la medida del rendimiento que en un determinado periodo de tiempo producen los capitales utilizados. Esto supone la comparación entre la renta generada y los medios utilizados para obtenerla.

La importancia del análisis de la rentabilidad viene determinada porque, aún partiendo de la multiplicidad de objetivos que puede tener un proyecto basados unos en la rentabilidad o beneficio y otros en el crecimiento, la estabilidad e incluso en el servicio a la colectividad, en todo análisis empresarial, el centro de la discusión tiende a situarse en la polaridad entre rentabilidad y seguridad o solvencia como variables fundamentales de toda actividad económica.

Los límites económicos de toda actividad empresarial son la rentabilidad y la seguridad, normalmente objetivos contrapuestos, ya que la rentabilidad, en cierto modo, es la retribución al riesgo y, consecuentemente, la inversión más segura no suele coincidir con la más rentable. Sin embargo, es necesario tener en cuenta que, por otra parte, la solvencia de una actividad económica está ligada a la rentabilidad de la misma.

Es necesario, para el análisis de rentabilidad financiera, la estipulación de un plazo de tiempo para la inversión. Puesto que la tarificación conforme a RD 661/2007 y posteriores está fijada para un periodo de 25 años, será este el periodo utilizado para el estudio.

Los beneficios netos del proyecto o cashflow, serán la diferencia entre los activos positivos, ingresos anuales por suministro a la red, y los activos negativos, gastos de explotación e impuestos.

En el presente estudio no se ha contemplado la posibilidad de financiación externa, y sus consecuentes intereses, para poder obtener el máximo beneficio anual de la inversión, proviniendo todo el capital inicial de la propiedad de la planta.

Los ingresos son iguales al total de ingresos anuales.

El beneficio ordinario o beneficio antes de impuestos (BAI), son los ingresos menos los gastos de explotación, sin tener en cuenta los impuestos sobre la actividad económica realizada.

Para el cálculo de la cantidad susceptible de imposiciones fiscales se ha realizado una amortización lineal de los equipos fotovoltaicos (módulos e inversores), sistema de soportado SGA y del Centro de transformación durante un periodo igual al de estudio de 25 años. Esta amortización de los componentes se deduce del beneficio ordinario para el cálculo de impuestos, al considerarse como un gasto distribuido durante el periodo de funcionamiento de los equipos.

El beneficio neto es el que se obtiene de restar del beneficio ordinario los impuestos que es necesario satisfacer, generalmente para entidades de reducida dimensión, 30% del beneficio ordinario. [11]

<b>BALANCE ANUAL (Condición normal)</b>		
Energía Generada	6.343,93	MWh
Precio venta	0,121716	€/KWh
Ingresos	772.157,78	€
Gastos de explotación	16.537,87	€
Beneficio Ordinario	755.619,92	€
Capital Amortizable	17.334.708,00	€
Periodo	25	Años
Amortización	693.388,32	€
Balance positivo	62.231,60	€
Impuestos de Sociedades	30,00%	
Retención	18.669,48	€
<b>Beneficio Neto</b>	<b>736.950,44</b>	<b>€</b>

**Tabla 4-3: Resumen del balance anual: obtención del beneficio neto anual, Condición Normal**

El presupuesto propuesto para la instalación está basado en los precios pvp (precio de venta al público) de los fabricantes. En compras de gran magnitud, los fabricantes realizan importantes descuentos a los compradores (economía de escala) debido a la desaparición de gastos y riesgos sobre el producto.

En el caso de un descuento de 30% sobre los equipos fotovoltaicos y el sistema SGA el balance resultante será:

<b>BALANCE ANUAL (Des. Equipos 30%)</b>		
Energía Generada	6.343,93	MWh
Precio venta	0,121716	€/KWh
Ingresos	772.157,78	€
Gastos de explotación	12.446,54	€
Beneficio Ordinario	759.711,24	€
Capital Amortizable	12.220.554,60	€
Periodo	25	Años
Amortización	488.822,184	€
Balance positivo	270.889,06	€
Impuestos de Sociedades	30,00%	
Retención	81.266,72	€
<b>Beneficio Neto</b>	<b>678.444,52</b>	<b>€</b>

**Tabla 4-4: Resumen del balance anual: obtención del beneficio neto anual, Condición descuento equipos 30%**

El RD 1578/2008 para la primera convocatoria del nuevo sistema de tarificación se fijó en 32 c€/MWh.

Para la planta diseñada sin tener en cuenta ningún descuento sobre los equipos el balance sería:

<b>BALANCE ANUAL (Primera convocatoria)</b>		
Energía Generada	6343,93	MWh
Precio venta	0,32	€/KWh
Ingresos	2030057,60	€
Gastos de explotación	16537,87	€
Beneficio Ordinario	2013519,73	€
Capital Amortizable	17334708,00	€
Periodo	25	Años
Amortización	693388,32	€
Balance positivo	1320131,41	€
Impuestos de Sociedades	30,00%	
Retencion	396039,42	€
<b>Beneficio Neto</b>	<b>1617480,31</b>	<b>€</b>

**Tabla 4-5: Resumen del balance anual: obtención del beneficio neto anual, Condición primera convocatoria.**

Quedando para el estudio de rentabilidad financiera 3 supuestos:

- Condición normal: Presupuesto íntegro de la instalación, tarificación de primer trimestre de 2012.
- Condición de descuento en equipos del 30%: Presupuesto reducido de la instalación en un 30% para el equipamiento fotovoltaico y el sistema de soportado SGA, tarificación de primer trimestre de 2012.
- Condición primera convocatoria: Presupuesto íntegro de la instalación, tarificación de primera convocatoria 2008.

Se han considerado 4 indicadores para el estudio de rentabilidad del proyecto:

- Plazo de recuperación o payback.
- Retorno de la inversión (ROI)
- Valor actual neto de la inversión (VAN)



- Tasa interna de rentabilidad (TIR)

El payback, o "plazo de recuperación", es el número de años necesario para que los flujos de caja presupuestados y acumulados igualen al desembolso inicial.

Cuanto menos tiempo sea necesario para la recuperación de la inversión mayor será la rentabilidad del proyecto, y menor será la duración del plazo tiempo durante el cual la inversión es deficitaria al tener en consideración el total de su patrimonio.

El retorno sobre la inversión (ROI, Return on investments) es un ratio, que compara el beneficio o la utilidad obtenida en relación a la inversión realizada.

Este ratio indica la parte proporcional de la inversión que se recupera anualmente. Cuanto mayor es el ROI mayor es la parte de la inversión que se recupera cada año.

Tanto el periodo de recuperación como el ROI no tienen en cuenta otras inversiones ni la depreciación del dinero durante el periodo de estudio. Para incluir esos parámetros comparativos se utilizan el VAN y el TIR.

Valor actual neto (VAN) es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

La tasa seleccionada para el cálculo del VAN es del 2%, un rendimiento fácil de obtener actualmente con el capital totalmente asegurado.

El valor del VAN es el valor económico del proyecto a lo largo de toda su vida, comparado con el de una inversión con un beneficio igual a la tasa seleccionada.

La tasa interna de retorno o tasa interna de rentabilidad (TIR) de una inversión, está definida como la tasa de interés con la cual el valor actual neto (VAN) es igual a cero. Siendo ésta la tasa de interés en la que el proyecto pasa de tener rentabilidad positiva a negativa.

Los resultados de los estudios de rentabilidad para cada uno de los 3 supuestos son:

<b>ANALISIS FINANCIERO (Condición normal)</b>		
Presupuesto	20.672.332,13	€
Periodo	25	Años
Beneficio Neto	736.950,44	€
Tasa de referencia	2,00%	
Payback	28,05	Años
ROI	0,89	Pu
VAN	-6.284.512,32	€
TIR	-0,87%	

**Tabla 4-6: Análisis Financiero, Condición normal.**

Para una condición de proyecto con la tarificación actual y sin tener en cuenta ningún descuento por parte de los fabricantes de los equipos, la planta es económicamente inviable.

El periodo de recuperación de la inversión es mayor que el periodo de duración de la misma, por lo que la inversión inicial no se recupera en el periodo de la inversión.

El valor actual neto y la tasa interna de rentabilidad son negativos, por lo que bajo las condiciones de entorno, la inversión no solo no genera beneficios frente a la inversión de referencia (2% de rentabilidad) sino que produce pérdidas al inversor.

<b>ANALISIS FINANCIERO (Des. Equipos 30%)</b>		
Presupuesto	15558178,73	€
Periodo	25	años
Beneficio Neto	678444,52	€
Tasa de referencia	2,00%	
Payback	22,93	años
ROI	1,09	pu
VAN	-2312596,60	€
TIR	0,68%	

**Tabla 4-7: Análisis Financiero, Descuento equipos 30%.**

Para una condición de proyecto con la tarificación actual y con una descuento del 30% sobre los equipos fotovoltaicos, la planta es económicamente viable pero no rentable.

El periodo de recuperación de la inversión es menor que el periodo de duración de la misma, por lo que la inversión inicial sí se recupera en el periodo de la inversión, al final del mismo.

El valor actual neto es negativo y la tasa interna de rentabilidad positiva, por lo que la inversión, bajo estas condiciones, aunque no tiene rentabilidad negativa, tiene una rentabilidad inferior a la de referencia. Siendo por lo tanto la inversión de referencia más rentable que el supuesto.

<b>ANÁLISIS FINANCIERO (Primera convocatoria)</b>		
Presupuesto	20.672.332,13	€
Periodo	25	años
Beneficio Neto	1.617.480,31	€
Tasa de referencia	2,00%	
Payback	12,78	años
ROI	1,96	pu
VAN	10.906.474,30	€
TIR	6,00%	

**Tabla 4-8: Análisis Financiero, Primera convocatoria.**

Para una condición de proyecto con la tarificación de la primera convocatoria y sin tener en cuenta ningún descuento por parte de los fabricantes de los equipos, la planta es económicamente rentable.

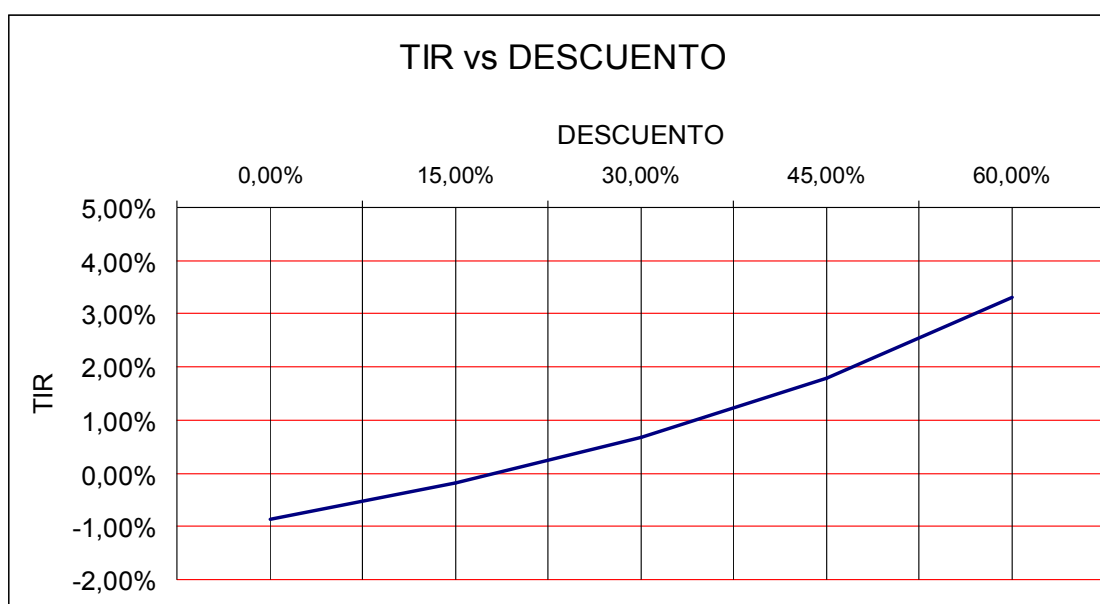
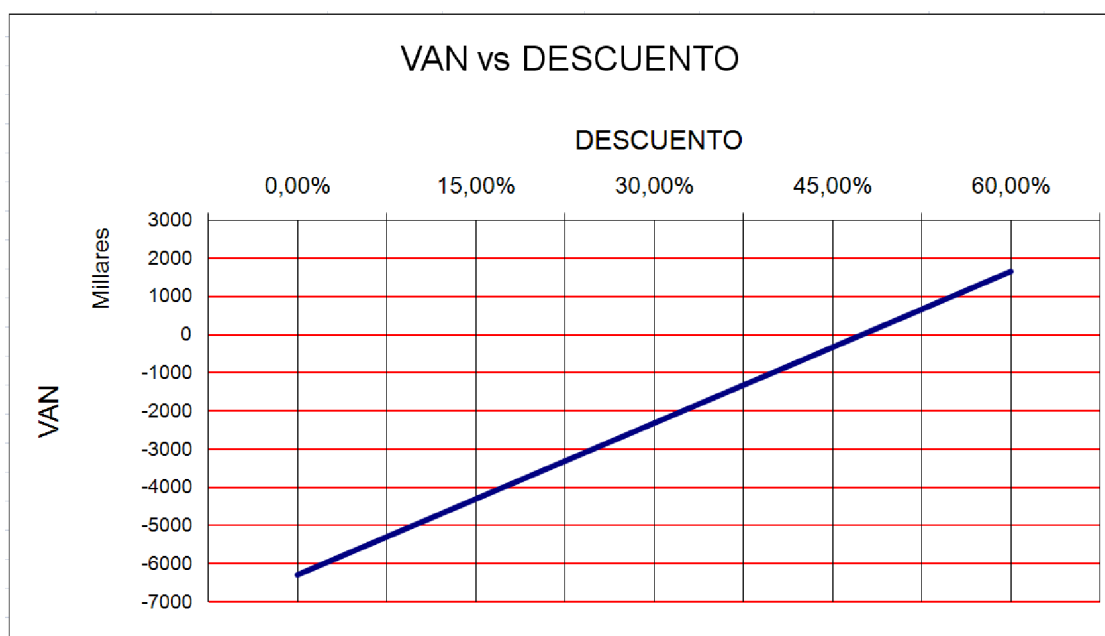
El periodo de recuperación de la inversión es menor a la mitad del periodo de duración de la misma, por lo que la inversión inicial se recupera pronto en el periodo de la inversión, permitiendo al inversor disfrutar de un largo periodo durante el cual la instalación esta amortizada y genera beneficios.

El valor actual neto y la tasa interna de rentabilidad son positivos, por lo que bajo las condiciones de entorno, la inversión genera beneficios frente a la inversión de comparación. Es una inversión rentable y viable económicamente.

Debido a la gran variación del resultado del análisis financiero de la planta en función de las condiciones de entorno, se hace necesario estudiar la variación en la rentabilidad en función de las mismas.

Un estudio de los efectos de la variación del valor actual neto y de la tasa interna de rentabilidad del proyecto en función de las condiciones de entorno permiten adecuar la inversión y el proyecto para obtener la mejor relación inversión-rentabilidad posible.

En el caso del presente proyecto ambas variables (reducción del coste de los equipos fotovoltaicos y valor de la tarifa regulada) no son modificables de cara a la ejecución y explotación de la planta, pero sí permiten estudiar los cambios necesarios en el entorno legislativo e industrial de las instalaciones fotovoltaicas necesarios para modificar la actual situación en la que la baja rentabilidad económica limita la implantación de nuevas instalaciones de generación fotovoltaicas en España.

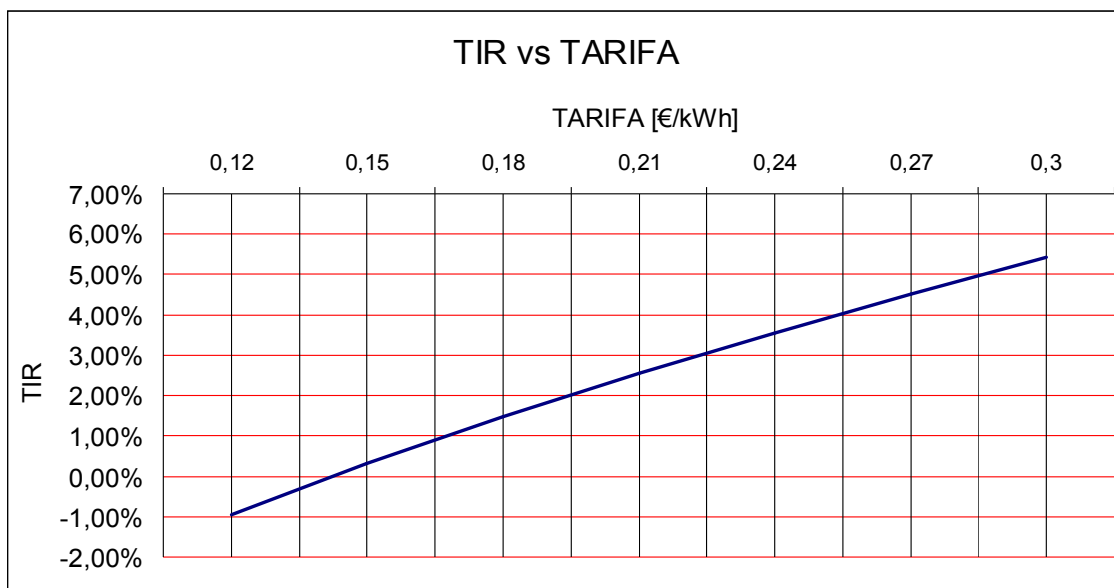
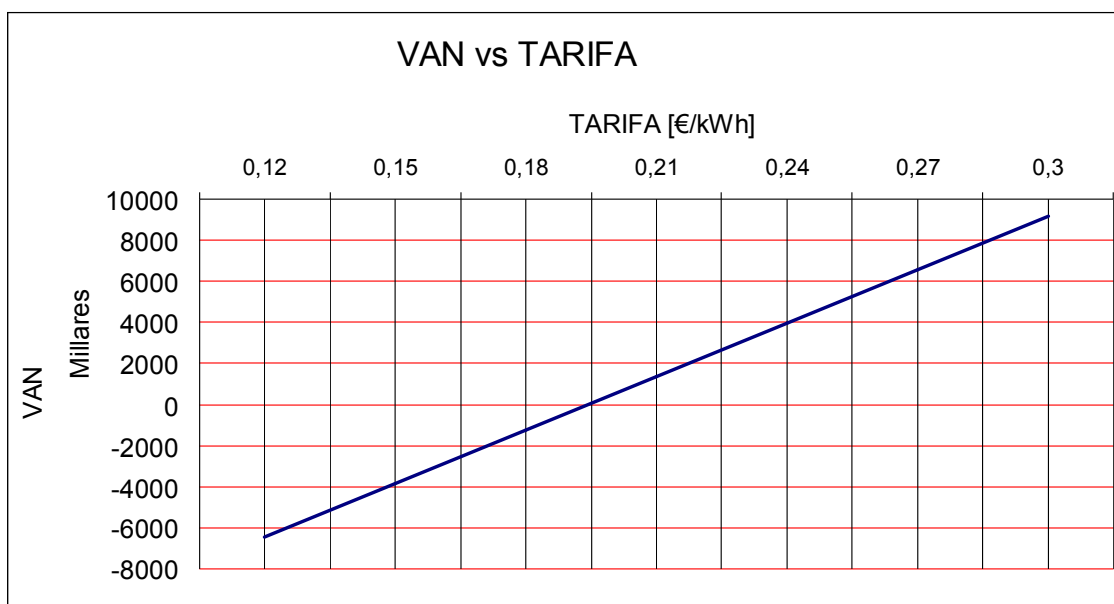


Gráficas 4-1 y 4-2: VAN y TIR frente al descuento de los componentes fotovoltaicos.

La variación de la rentabilidad en función del descuento en los equipos fotovoltaicos, es más pronunciada cuanto mayores son los descuentos.

Obtener reducciones menores al 30% normalmente es necesaria una mejora de los costes y optimización de procesos de fabricación. Sin embargo, para reducciones mayores es necesario el desarrollo de nuevos procesos y materiales, para los cuales son necesarias importantes inversiones en investigación y desarrollo.

El descuento necesario para alcanzar la rentabilidad de referencia está en torno al 47%.



Gráficas 4-3 y 4-4: VAN y TIR frente a la tarificación de los sistemas fotovoltaicos.

La variación de la rentabilidad en función de la tarificación especial de la energía fotovoltaica, es ligeramente más pronunciada en los menores valores de tarifa.

La tarificación especial de la energía depende únicamente de la legislación vigente en cada momento. Debe de ser el gobierno el que decida la tarifa especial en función de las necesidades del sistema, los beneficios de cada tipo de energía y los costes asumidos por diferencia entre la tarificación especial y el precio de casación.

La tarifa necesaria para alcanzar la rentabilidad de referencia está en torno a 19-20c€/kWh.

## 5. CONCLUSIONES

En el actual proyecto se pretendía confirmar el motivo por el cual la implantación de plantas de generación fotovoltaica en España ha disminuido en los últimos años e identificar las medidas o cambios que pudieran llevar a invertir la tendencia actual.

El proyecto confirma que el actual inconveniente de la energía fotovoltaica es la rentabilidad económica de la misma. Para el ejemplo proyectado de una planta de gran escala con el fin de reducir costes y optimizar los costes de conexión a red, la rentabilidad esperable es negativa.

No existe en la actualidad ninguna limitación técnica, puesto que existen soluciones adecuadas a cualquier tipo de instalación deseada entre los dispositivos que los fabricantes ponen a disposición de sus clientes.

Al tratarse de un problema únicamente económico, la solución al problema debe ser forzosamente económica, ya sea por medio de la reducción de costes, aumento de los ingresos o combinación de ambos.

En las instalaciones fotovoltaicas el mayor coste viene dado por el precio de los equipos de los sistemas fotovoltaicos que pueden llegar a suponer más del 85% de los costes presupuestados.

Para aumentar los ingresos es necesario aumentar la producción o incrementar el precio de venta, este último aspecto, requeriría medidas en el ámbito regulatorio, que actualmente, va en sentido contrario.

En los sistemas fotovoltaicos la producción depende de la radiación solar incidente sobre los paneles y de la tecnología de los mismos.

El incremento de la producción por aumento de la radiación, implica la ubicación de las plantas en latitudes menores, más al sur, que la planta proyectada, limitando el número de provincias en España susceptibles de utilizar la energía solar fotovoltaica de forma económicamente rentable.

La posibilidad del aumento de la producción por el cambio de la tecnología de los paneles, se está llevando a cabo por las compañías fabricantes, por medio del desarrollo de células de película delgada que reducen los gastos de fabricación en material semiconductor, en especial las células de CIGS (Cobre seleniuro de indio y galio) que pueden obtener rendimientos de hasta el 20%.

El precio de venta de la energía en sistemas fotovoltaicos está fijado legislativamente al pertenecer al régimen especial.

En el apartado 4 se ha estudiado la evolución de la rentabilidad en función de la reducción en el precio de los dispositivos fotovoltaicos y del aumento de la tarifa de venta a la red.



Para el caso estudiado, la rentabilidad crece más rápidamente para los aumentos de la tarifa próximos a su actual valor, creciendo más lentamente cuanto mayores son los valores de la tarifa.

Para el caso de la reducción en el precio de los dispositivos, el efecto es inverso, siendo mayor el incremento de la inversión cuanto mayores son los porcentajes de reducción.

Siendo, en consecuencia, más fácil alcanzar un valor de rentabilidad mínima (2%) con un aumento de la tarificación en régimen especial hasta los 19-20 c€/kWh, que por medio de una reducción en el coste de los componentes fotovoltaicos del 47%.

Sucesos recientes como el desgraciado incidente de la central de Fukushima y el constante aumento en el precio de los combustibles fósiles, recalcan la necesidad de aumentar la parte de la energía eléctrica producida por fuentes renovables. Siendo parte de este aumento la necesidad de legislar una tarifa de régimen especial que permita la viabilidad de las centrales fotovoltaicas, huyendo de sobretarifaciones como la que se produjo en 2007-2008.

De la combinación del conjunto de datos recogidos durante todos los apartados anteriores se llega a las siguientes conclusiones:

- Las plantas fotovoltaicas en las condiciones de tarificación y precios de los equipos actuales, o no son rentables, o lo son en menor medida que otras inversiones del mismo riesgo.
- La reducción necesaria en el precio de los equipos fotovoltaicos para que se alcance una rentabilidad adecuada es muy elevada, >47%, requiriendo importantes inversiones en investigación y desarrollo.
- El precio de venta de la energía a la red, depende de la legislación vigente y del Plan de Energía Renovable, siendo necesario un aumento en la tarifa hasta llegar a valores similares a los de 2006, >20c€/kWh.
- Debido a la diferente variación en la rentabilidad por el descenso de los precios en los equipos y el aumento de la tarificación, la mejor solución sería la implantación de una tarifa especial que permita una rentabilidad no negativa, dejando el peso del valor de la rentabilidad sobre las empresas fabricantes de componentes.

**BIBLIOGRAFIA**

- 1 Antonio Luque & Steven Hegebus, "Handwork of Photovoltaic Science and Engineering". WILEY 2003
- 2 Miguel Alonso Abella, "Sistemas fotovoltaicos". SPT Publicaciones Técnicas S.L. 2005
- [3] M.P.Thekaekara, "Solar Radiation Measurement: Techniques & Instrumentation" (referencia original)  
  
R. Hulstrom, R. Bird, y C. Riordan, Spectral Solar Irradiance data sets for selected Terrestrial conditions" (referencia original)
- [4] Antonio Martín, "Fundamentos de la conversión fotovoltaica: La célula solar". Instituto de Energía Solar.
- 5 M<sup>a</sup> Carmen Alonso, "El generador fotovoltaico". Departamento de Energías renovables CIEMAT 2005.
- [6] J.A. Domínguez, "Fundamentos de inversores". Dpto de Energías renovables. CIEMAT 2005
- [7] Ignacio Cruz, "Sistemas fotovoltaicos conectados a Red". Departamento de Energía Renovables CIEMAT 2005
- [8] Ignacio Cruz, "Inversores conectados a Red y autónomos". Departamento de Energía Renovables CIEMAT 2005
- [9] Paulino Montané, "Protecciones en las instalaciones eléctricas" Editorial Marcombo 1993.  
  
RBT, "Reglamento Electrotécnico para baja tensión". Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, RD 824/2002
- [10] M. Jantsch, H. Schmidt, J. Schmid, "Results of Concerted Action on Power Conditioning and Control" Actas del XI congreso europeo de energía solar fotovoltaica, 1992. (referencia original)
- [11] "Manual práctico del plan general de contabilidad", Cámara de Comercio e Industria de Madrid, 2010.
- 12 Estefania Caamaño Martín, "Generación de energía en sistemas fotovoltaicos conectados a la red". Instituto de Energía Solar. UPM.